

Енергийните рискове за България 2013–2019

Сборник анализи и студии на „Център за анализ и
управление на рискове“

Под съставителството на
Виктор Аврамов

ПУБЛИКАЦИИ НА „ЦЕНТЪР ЗА АНАЛИЗ И УПРАВЛЕНИЕ НА РИСКОВЕ“
(електронна поредица)
Книга първа

Редакционен съвет:
Проф. д-р Людмил Георгиев
Проф. д-р Христо Георгиев
Доц. д-р Иван Костов
Доц. д-р Кристиян Хаджиев
Доц. д-р Ренета Димитрова

Енергийните рискове за България 2013–2019
Сборник анализи и студии на „Център за анализ и управление
на рискове“

© доц. д-р Иван Костов, доц. д-р Иван Н. Иванов,
гл. ас. д-р Виктор Аврамов, Ралица Караконова – автори
Съставител: гл. ас. д-р Виктор Аврамов

© Издателство на Нов български университет, 2020
ул. „Монтевидео“ 21, 1618 София
www.nbu.bg
www.bookshop.nbu.bg

Всички права са запазени. Не е разрешено публикуването на части от книгата под каквато и да е форма – електронна, механична, фотокопирна, презапис или по друг начин – без писменото разрешение на носителя на авторските права.

© Жанет Цанова – корица и предпечатна подготовка

ISBN 978-619-233-136-8 (електронно издание)

СЪДЪРЖАНИЕ

ВЪВЕДЕНИЕ	7
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
РИСКЪТ ОТ АРБИТРАЖНОТО ДЕЛО НЕК – АТОМСТРОЙЕКСПОРТ	8
доц. д-р Иван Н. Иванов	
РИСКОВЕТЕ ОТ „ЮЖЕН ПОТОК“	20
(публ. 30.11.2013 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	
РИСКОВЕТЕ, ПРОИЗТИЧАЩИ ОТ ПРОЕКТ ЗА СТРОИТЕЛСТВОТО НА СЕДМИ РЕАКТОР НА АЕЦ „КОЗЛОДУЙ“	38
(публ. 27.12.2013 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	
РИСКОВЕ ОТ ЗЛОУПОТРЕБА С ГОСПОДСТВАЩО ПОЛОЖЕНИЕ НА ПАЗАРА НА ТРЕЧНИ ГОРИВА	50
(публ. 10.01.2014 г.)	
доц. д-р Иван Костов, доц. д-р Иван Н. Иванов	
РИСКОВЕ, ПРОИЗТИЧАЩИ ОТ РЕШЕНИЕТО НА ДКЕВР ЗА ЦЕНИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯТА ОТ 1 ЯНУАРИ 2014	64
(публ. 17.01.2014 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	
РИСКОВЕ, ПРОИЗТИЧАЩИ ОТ НАМАЛЕНИЕТО НА ЦЕНИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯТА	73
(публ. 20.01.2014 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
„ЮЖЕН ПОТОК“: ПРОТИВОРЕЧИЯТА БРЮКСЕЛ – МОСКВА	76
(публ. 22.01.2014 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
ГЕОПОЛИТИЧЕСКА ПРОГНОЗА: ПРИРОДНИЯТ ГАЗ 2020	82
(публ. 16.02.2014 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	
РИСКОВИ ВЪЗДЕЙСТВИЯ ВЪРХУ ВЕИ-СЕКТОРА	98
(публ. 21.03.2014 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	

ПРАВНИТЕ ПРОТИВОРЕЧИЯ НА ПРОЕКТА „ЮЖЕН ПОТОК“	110
(публ. 25.03.14 г.)	
Райко Николов	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, АПРИЛ 2014	124
(публ. 18.04.2014 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	
ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА РИСКОВЕТЕ ОТ КРИЗАТА В ЕНЕРГЕТИКАТА, МАЙ 2014	134
(публ. 02.06.2014 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ГОРИВАТА, ЮНИ 2014	150
(публ. 26.06.2014 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, ОКТОМВРИ 2014	163
(публ. 24.10.2014 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	
ПРОГНОЗА ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ БАЛАНС НА Р БЪЛГАРИЯ 2025	177
(публ. 18.11.2014 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА, ДЕКЕМВРИ 2014	205
(публ. 22.12.2014 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	
ИЗВЪНРЕДЕН ДОКЛАД ЗА СПИРАНЕТО НА ЮЖЕН ПОТОК	219
(публ. 08.12.2014 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	
СТРАТЕГИЯТА ЗА ЕНЕРГИЕН СЪЮЗ – НОВ ЕТАП ЗА ЕС	227
(публ. 06.04.2015 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
ВИЗИЯ ЗА РАЗВИТИЕ НА СЕКТОР ПРИРОДЕН ГАЗ	241
(публ. 07.04.2015 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	
ВИЗИЯ ЗА РЕФОРМИ В БЪЛГАРСКАТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА	250
(публ. предварително на 19.03.2015 г.)	
доц. д-р Иван Н. Иванов	
ГАЗОВИТЕ ПОЛИТИЧЕСКИ ПРОЕКТИ НА КРЕМЪЛ	259
(публ. 13.07.2015 г.)	
Ралица Караконова	

БЪЛГАРСКИТЕ ЕНЕРГИЙНИ СТРАТЕГИИ – АНАЛИЗ И ОЦЕНКА НА ЕФЕКТИТЕ	275
(публ. 24.08.2015 г.)	
д-р Виктор Аврамов	
АКТУАЛИЗИРАНА ПРОГНОЗА ЗА ЕЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕТО ДО 2025	297
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
ВТОРИ МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА, 2015	312
(публ. предварително на 01.10.2015 г.)	
Ралица Караконова	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, АПРИЛ 2016	325
(публ. 27.04.2016 г.)	
Ралица Караконова	
ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА, МАЙ 2016	337
(публ. 02.06.2016 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА, ЮНИ 2016	349
(публ. 29.06.2016 г.)	
Ралица Караконова	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, ОКТОМВРИ 2016	362
(публ. 01.11.2016 г.)	
Ралица Караконова	
ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА, НОЕМВРИ 2016	374
(публ. 09.01.2017 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА, ДЕКЕМВРИ 2016	389
(публ. 30.01.2017 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, АПРИЛ 2017	402
(публ. 15.05.2017 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА, МАЙ 2017	415
(публ. 06.06.2017 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА, ЮНИ 2017	427
(публ. 15.06.2017 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, ОКТОМВРИ 2017	444
(публ. 05.11.2017 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА РИСКОВЕТЕ ЗА КОНКУРЕНЦИЯТА НА ПАЗАРА НА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА, ДЕКЕМВРИ 2017	456
(публ. 18.12.2017 г.)	
ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА, ДЕКЕМВРИ 2017.....	465
(публ. 18.12.2017 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, АПРИЛ 2018	483
(публ. 25.04.2018 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА, МАЙ 2018	495
(публ. 22.05.2018 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА РИСКОВЕТЕ ЗА КОНКУРЕНЦИЯТА НА ПАЗАРА НА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА, АВГУСТ 2018	509
(публ. 22.08.2018 г.)	
ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА, НОЕМВРИ 2018	521
(публ. 27.11.2018 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	
МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, АПРИЛ 2019	533
(публ. 01.05.2019 г.)	
гл. ас. д-р Виктор Аврамов	

Въведение

През лятото на 2019 г. Сдружение „Център за анализ и управление на рискове“ се трансформира в изследователското звено „Количествени методи и моделиране“ на Нов български университет. Една от целите му е използването и развиването на създадените в Центъра методологии за анализ на енергийни, социални, политически и икономически рискове. Заедно с това, наследството на Центъра трябва да бъде съхранено. То се състои от 176 доклада и десетки авторски студии и анализи в посочените теми.

Докладите и студиите, публикувани от Центъра, представляват научни публикации с висока практическа значимост. Тези доклади и студии разкриват нови или осъществяват мониторинг на вече идентифицирани рискове за даден сектор, като същевременно предлагат мерки за управленско въздействие върху тях с помощта на създадените за целта методологии. Те имат значителна научна стойност, защото проследяват развитието на рисковете и протичащите процеси в ключовите сектори за страната, отличават се с висока прецизност на анализа и използваните теоретични и приложни инструменти. Техните автори са едни от най-изявените експерти с практически опит в управлението и академичните среди. Някои от тези автори имат исторически значим принос за развитието на определени сектори или на страната като цяло.

„Енергийните рискове за България 2013–2019. Сборник анализи и студии на ЦАУР“ е първият от поредицата издания, съдържащи публикациите на ЦАУР. Анализите в него са фокусирани върху най-значимите рискови събития в енергийния сектор от началото на прехода. Много от тях, като политическите решения относно проектите „АЕЦ Белене“, „Южен поток“, кризата с ВЕИ и проблема за независимостта на енергийния регулатор, се развиваха по същото време. До голяма степен това предопределя и ценността на настоящия сборник. Техният систематичен прочит позволява задълбочено запознаване с процесите на взимане на решения в сектора, неговите проблеми, рисковете, произтичащи от събитията или техните управленски отговори.

Анализът на рисковите събития, на които са посветени публикациите в сборника, е критичен за разбирането на сегашното състояние на енергийния сектор и за търсенето на решения за реформирането му. В този сектор зависимостта от миналите решения (т. нар. path dependency) е много силна. Хронологичното подреждане на анализите и студиите в сборника помага за проследяването на специфичния път на развитие на енергийния сектор на България. Успоредно с това докладите позволяват съставянето на една динамична във времето рамка за реформирането му с предложението за управленски въздействия върху конкретните рискове и преди всичко с визиите за реформа и анализите, посветени на енергийната стратегия. Самият сборник може да се прочете като междинен доклад за напредъка на научните, но и обвързани с практиката търсения на авторите му.

гл. ас. д-р Виктор Аврамов

**РИСКЪТ ОТ АРБИТРАЖНОТО ДЕЛО
НЕК - АТОМСТРОЙЕКСПОРТ**

**МЕЖДИНЕН ДОКЛАД С ПРОГНОЗА И
ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЗА ВЪЗДЕЙСТВИЕ**

ОКТОМВРИ 2013

доц. д-р Иван Н. Иванов



В доклада се анализират политическите реалности: действията и официалното говорене на институциите. При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада. Анализът и прогнозата не изразяват политически пристрастия; не третират положително или отрицателно политическата констелация; не дават аргументи за ползата или за вредата от нея.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира, освен за изследователски и учебни цели - докладът не е част от публичния, а от академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.

ЧАСТ I – РЕЗЮМЕ

1. **ОБОБЩЕНИЕ НА РИСКА И НА ОСНОВНИТЕ НЕГОВИ ИЗТОЧНИЦИ**

Този доклад анализира и измерва някои основни рискове свързани с предстоящото арбитражно дело, заведено от руската държавна корпорация Атомстройекспорт (АСЕ) срещу българската държавна Национална Електрическа Компания (НЕК).

Основното рисково събитие е изходът от иска на АСЕ към НЕК на стойност 1 млрд. евро. Искът трябва да бъде разгледан от Международния арбитражен съд в Женева в средата на 2014 г., освен ако не се стигне до извънсъдебно споразумение преди това. Към датата на този доклад няма данни за преговори за такова споразумение.

По същество, искът на АСЕ произлиза от прекратяване на изграждането на АЕЦ Белене от страна на НЕК след решение на българското правителство да прекрати проекта през 2012 г. Към арбитражното дело е присъединен и контраиск от страна на НЕК към АСЕ на стойност € 61 млн. Отсъжданията по исковете ще бъдат едновременни в рамките на едно дело.

Основният риск е свързан с изхода от арбитражното дело и стойността на финансовата компенсация, която НЕК евентуално ще трябва да заплати на АСЕ. Като се вземе предвид, че максималната компенсация от 1 млрд. евро се равнява на 2/3 от целия годишен оборот на НЕК (2012 г.), и че компанията в момента има негативен паричен поток, едно възможно (дори и частично) решение в полза на АСЕ би означавало, че НЕК няма да може да покрие сумата чрез парични потоци от нормална оперативна дейност. В резултат на това НЕК най-вероятно ще бъде принудена да се раздели с някои свои ключови активи или, в най-лошия случай, да бъде обявена в несъстоятелност. Последното, от своя страна, би имало дълбоки и дълготрайни последици за българския енергиен пазар. Подобно решение също така би могло да доведе до запор и евентуално поемане на активи на НЕК от страна на АСЕ, което би довело до дългосрочни политически рискове за България, включително повишена зависимост от руски енергийни източници.¹ Не на последно място, българското правителство би било сериозно затруднено да окаже финансова помощ на НЕК поради правните ограничения за държавната помощ, наложени от законодателството на Европейския съюз.

Собственик на риска е българското правителство; в частност Министерът на икономиката на енергетиката.

Основните източници на риск произлизат от (а) присъщите правни основания на руския иск, (б) неефективността на българските власти в управлението на риска по време на смяната на три правителства в първата половина на 2013, (в) неразкрития конфликт на интереси и възможните морални рискове при експертните свидетели на НЕК и (г) наказателните обвинения, повдигнати срещу някои експертни свидетели.

2. ПРОИЗХОД НА РИСКОВОТО СЪБИТИЕ

1982-1991	През 1982 г. започва строителството на АЕЦ Белене – втората такава в България след тази в Козлодуй (1974 г.); замразено през 1991 г.
Декември 2002	Правителството на Саксбургготски принципно решава да възобнови строителството.
Януари 2005	НЕК наема WorleyParsonsNuclearServicesBulgaria (Уорли Парсънс) като консултант и архитект-инженер на проекта за изграждане на АЕЦ Белене
Ноември 2006	<ul style="list-style-type: none"> ➤ След публичен търг с двама участници², НЕК подписва предварително споразумение с ACE за изграждането. Споразумението е рамково, без финализирани параметри на сделката. ➤ Общата цена на работите, които следва да се извършат от ACE преди финализиране на споразумението, е фиксирана на 193 млн. евро.
Май 2007	През май 2007 г. правителството на Станишев започва търсене на международни партньори и съинвеститори в АЕЦ Белене.
Ноември 2007	НЕК и ACE подписват споразумение за презакупуване на излязлото от употреба оборудване, включително и на стария реактор, на цена от 205 млн. евро.
Декември 2007	Европейската комисия потвърждава пред българското правителство, че АЕЦ Белене отговаря на изискванията и целите на Евратом.
Декември 2007	НЕК и ACE подписват мандатно споразумение за изграждане от страна на ACE на Блок 1 до края на 2013 г. и на Блок 2 до края на 2014 г.
Януари 2008	НЕК и ACE подписват Допълнение №3 от Рамковото споразумение, въз основа на което ACE извършва “разчистващи” дейности на обекта и премахва излязлото от употреба оборудване срещу сумата от 101.5 млн. евро, изцяло изплатена от НЕК.
Ноември 2008	НЕК и ACE подписват Допълнение №5 от Рамковото споразумение от ноември 2006 г. То описва обхвата на дългосрочната подготовка за изграждане и на самото изграждане от страна на ACE и задължава НЕК да осигури 674 млн. евро за изпълнението му.
Декември 2008	НЕК и немската RWEPower сключват споразумение за съвместно предприятие с цел кофинансиране, строеж и експлоатация на АЕЦ Белене. Съвместното предприятие предвижда дял от 49% на RWE и е подусловно от намирането на финансиране от трети страни.
Септември 2009	<ul style="list-style-type: none"> ➤ ACE преоценява разходите по изграждането на АЕЦ Белене на около 6 млрд. евро, като се основава на инфлацията и на 15-месечно забавяне по вина на НЕК³. ➤ Същевременно, енергийният министър Трайчо Трайков предупреждава, че разходите по изграждането могат да достигнат 10 млрд. евро и че “едно прекратяване на проекта” ще доведе до финансов иск от страна на ACE “за сумата от 800 млн. евро.”
Октомври 2009	RWE се отказва от съвместното предприятие.
Декември 2009	НЕК и ACE удължават срока на Рамковото споразумение до март 2010 г. През март 2010 г. е удължено до септември 2010 г.
Декември 2009	НЕК започва тръжна процедура за избирането на стратегически и финансов консултант на проекта АЕЦ Белене, с цел да прецени икономическата целесъобразност на проекта, да състави нов бизнес модел и като цяло да подпомогне НЕК в търсенето на стратегически инвеститори.
Юни 2010	НЕК и ACE вкарват в сила Допълнение №8 от Рамковото споразумение; цената на допълнителните работи според него е 7.5 млн. евро.
Август 2010	<ul style="list-style-type: none"> ➤ НЕК и ACE подписват Допълнение №9 на Рамковото споразумение, според което на ACE е възложен мандат за извършване на начални строителни работи, на обща стойност 32 млн. евро. ➤ НЕК и ACE подписват Допълнение №10, според което задълженията на НЕК към ACE до момента са 66.7 млн. евро.
Септември 2010	НЕК и ACE подписват Допълнение №10 и удължават Рамковото споразумение до март 2011 г.
Ноември 2010	Министър-председателят Борисов обявява, че спира по-нататъшното (публично) финансиране на проекта АЕЦ Белене ⁴ .
Q3 2010	На неразкрита дата след септември 2010 г., НЕК и ACE договарят и парафират (но без да вкарват в сила) проект за Допълнение №12 ⁵ , което би задължило ACE да извърши съществени дейности на стойност 2 млрд. евро, половината от които са свързани с оборудване с дълъг производствен цикъл, което ще бъде изработено на друго място.
March 2011	Влиза в сила изменена и съкратена версия ⁶ на Допълнение №12 без конкретни финансови ангажименти, предоставящ срок до края на юни 2011 г. за постигане на окончателна договореност.
April 2011	HSBC е избрана за стратегически финансов консултант на НЕК.
July 2011	ACE завежда арбитражен иск срещу НЕК за неизплатени 58 млн. евро, дължими по услуги за изграждането; отнасят се към задълженията посочени в Допълнение №10.
October 2011	НЕК завежда арбитражен иск към ACE на стойност 61 млн. евро, свързан с неизплатени суми по обратното закупуване на оборудване според споразумението от ноември 2007 г.
March 2012	Българското правителство съобщава, че анализът на HSBC е установил, че общата сума за изграждането на АЕЦ Белене ще достигне 10.3 млрд. евро. Вследствие на този анализ проектът се прекратява с незабавен ефект.
September 2012	ACE увеличава стойността на арбитражния си иск към НЕК до (най-малко) 1 млрд. евро, като се позовава на окончателното прекратяване на проекта и направените разходи по оборудването с дълъг производствен цикъл.

3. РЕКАПИТУЛАЦИЯ НА ФИНАНСОВИТЕ ОТНОШЕНИЯ С АСЕ БАЗИРАНА НА ПОСЛЕДНИТЕ НАЛИЧНИ ДАННИ

Таблицата предоставя бърз поглед върху разносните и фактическия паричен поток от НЕК към АСЕ за период декември 2006 – март 2012 .

	Разходи, фактурирани от АСЕ (EUR милиони)	Реални плащания на НЕК към АСЕ	Баланс
Фактурирано от АСЕ	€ 527.2 m	€ 372.1 m	€ 155.1 m

В годишния си доклад от 2012 г. НЕК е записала задбалансов дълг от 103 млн. евро към АСЕ, отнасящ се за оборудване за бъдещо ползване. Това е фактурирано от АСЕ, но не е (изработено и/или) доставено и затова не попада в отчета на НЕК.⁸

4. ОСНОВНИ УЧАСТНИЦИ

НЕК ЕАД

Национална електрическа компания ЕАД (НЕК) е дъщерна фирма на Българския енергиен холдинг (БЕХ), чийто едноличен собственик е Министерството на икономиката и енергетиката на България. НЕК има задачата да изгражда и поддържа всички съоръжения за производство на електроенергия, които са собственост на БЕХ. НЕК притежава дълготрайни активи оценени на 3 млрд. евро и поддържа паричен баланс от около 30 млн. евро.

Основни фигури в НЕК

- НЕК преминава през серия от управленски рокади в периода 2005 г. – 2012 г.
- Любомир Велков е изпълнителен директор на НЕК по време на преговорите за първоначалното Рамково споразумение. Велков работи като ИД до средата на 2009 г. и под негово ръководство биват договаряни и подписани Допълнения 1 – 5. През април 2012 г. Агенцията за държавна финансова инспекция (АДФИ) прави одит на Рамковото споразумение и Допълненията и заключава, че всички те са били подписани и изпълнявани в разрез със Закона за обществените поръчки. В резултат на заключенията на АДФИ Софийска градска прокуратура (СГП) започва разследване и през април 2012 г. повдига обвинения на Велков за умишлена злоупотреба с публични средства в размер на над 200 млн. евро. В момента разследването се намира в досъдебна фаза.
- Красимир Първанов е ИД в периода 2009 г. – 2011 г. Той договаря останалите Допълнения към Рамковото споразумение, включително проекта за Допълнение 12. Тогавашният министър Трайков обвинява Първанов в неспазване на директна заповед да не подписва Допълнение 12, тъй като то би довело до обвързващото задължение да се продължи строежа на АЕЦ „Белене“. Министър-председателят Борисов обаче публично отхвърля позицията на Трайков като твърди, че Първанов е координирал (нова и необвързваща) версия на Допълнението с финансовия министър Дянков.
- Иво Лефтеров е ИД за кратко, след повишението на Андонов през март 2012. През август 2012 той е наследен от Крум Атанасов. Атанасов запазва позицията си до април 2013, когато е заменен отново от Лефтеров, който е освободен през юли 2013. През октомври 2013 прокуратурата повдига обвинения за злоупотреба в полза на трето лице (Уорли Парсънс) на Лефтеров и Атанасов.

АТОМСТРОЙЕКСПОРТ

Атомстройекспорт (АСЕ) е държавният монопол на Руската федерация за производство и поддръжка на ядрена техника в чужбина. АСЕ е дъщерна фирма на държавния холдинг РОСАТОМ, който се състои от 270 компании за ядрено производство и търговията с него; включва всички държавни компании на руската атомна индустрия, ядреното въоръжение и единствения в света флот ядрени ледоразбивачи.

УОРЛИ ПАРСЪНС

Уорли Парсънс (УП) е голяма австралийска компания занимаваща се с доставка на проекти и с консултантски услуги за енергийната индустрия; с голям опит в инженеринговите услуги в ядрения сектор. УП е формирана през 2004 г., когато австралийската Уорли придобива и се слива с американския си инженерингов партньор Парсънс Е&С в сделка на стойност 245 млн. долара. Именно Парсънс Е&С имат сериозно присъствие в България от 1994 г. – като консултанти или архитект-инженери в АЕЦ Козлодуй, ТЕЦ Марица – Изток 2 и АЕЦ Белене. Още от 1994 г. Парсънс Е&С (в момента Уорли Парсънс NuclearServicesBulgaria) започва да работи тясно с Риск Инженеринг – инженеринговата компания с почти повсеместно присъствие в сектора енергетика в България.

В изтекли грами от посолството на САЩ (2006 г.) се наемква, че е имало изкуствено “надуване” на стойностите по договора за оценка на екологичното въздействие на проекта за АЕЦ Белене, предоставен на УП без обществена поръчка през 2004 г. в размер на 8 млн. долара.⁹ В интервюта през 2012 г. Джурица Танкосич (тогава ИД на УП за Европа, в момента управлява глобалното им звено за ядрени услуги) отрича обвиненията.

В контекста на проекта АЕЦ Белене, УП изпълнява ролята на инженер-архитект за НЕК. УП също консултира НЕК по подготовката на търга от 2006 г. и при крайния избор на АСЕ за победител.

За тази си роля УП получава около 19 млн. евро годишно от 2006 г. насам. Към 31-ви декември 2011 г., финансовите отношения между НЕК и УП могат да бъдат обобщени в следния вид:

Източник	Разходи фактурирани от УП (mEUR)	Извършени плащания към УП	Баланс
Проучване на влиянието в/у околната среда (2004)	6.0	6.0	-
Фактурирани/неодобрили все още	203.807	177.766	26.04
Общ разход за УП	€ 209.81 m	€ 183.77 m	€ 26.04 m

Въз основа на разкрития от страна на прокуратурата и УП около обвиненията от октомври 2013 г. става ясно, че целият остатъчен баланс е бил изплатен, и че УП е продължила да фактурира НЕК “с отстъпка” - по около 1 млн. евро на месец за периода след прекратяването на проекта през март 2012 г.

Основни фигури в Уорли Парсънс

- Джурица Танкосич е президент на Глобалния Ядрен Отдел на УП. Той е председател на СД и представител на УП NuclearServicesBulgaria.
- Събин Събинов е управляващ директор на УП NuclearServicesBulgaria.

- Богомил Манчев, чрез компанията си Джи Си Ар ООД е част от консорциум с УП (получил договора за архитект-инженер през 2005 г.) и не работи директно за УП. Основната компания на Манчев Риск Инженеринг е считана за най-влиятелната в енергийния сектор за периода 1997 г. – 2005 г. и негово име фигурира често в американските грами на енергийна тематика.

Обвинения в злоупотреба – октомври 2013 г.

Като част от разследването на продължилите месечни плащания към УП повече от година след прекратяването на проекта АЕЦ Белене, прокуратурата повдига обвинения към управляващия директор на УП NuclearServicesBulgaria Събин Събинов и редом с него към собственика и мениджъра на подизпълнителя Джи Си Ар Богомил Манчев. Първоначалното обвинение е за "подбuditелство към присвояване", вторичен съставомерен акт в контекста на основните визирани престъпления на бившите ИД на НЕК.

ЧАСТ II – РИСКОВИ ФАКТОРИ ЗА НЕГАТИВЕН ИЗХОД НА АРБИТРАЖНОТО ДЕЛО

5. РИСКОВЕ ПО СЪЩЕСТВОТО НА ДЕЛОТО.

Конкретните искиви документи на АСЕ не са публична информация; въпреки това АСЕ и РОСАТОМ са достатъчно ясни относно обхвата на исковите си: АСЕ търси компенсация за вече извършеното проектиране и конструиране до момента на прекратяване на проекта, но също така и за започнатото производство на оборудването за бъдещо ползване с дълъг производствен цикъл, което е частично готово за доставка на НЕК, която пък отказва да го приеме.

Сумата, която е вече фактурирана и неизплатена, е около 155 млн. евро. Тази сума е малко вероятно да бъде оспорвана от двете страни (като се изключи - от страна на НЕК - приспадането на нейният собствен иск към АСЕ в размер на 61 млн. евро).

Оценките на двете страни за подлежащите на компенсация инвестиции на АСЕ в оборудване с дългосрочен производствен цикъл обаче са съществено различни. НЕК приема около 100 млн. евро в годишните си отчети, докато АСЕ твърди, че реалните му инвестиции от името на НЕК са много по-високи – между 700 и 800 млн. евро. По същество всички тези дългосрочни производства са (считат се за) възложени от Допълнение №5, което посочва общ разход от 674 млн. евро.

По делото за АЕЦ Белене, арбитражният съд трябва да реши (а) дали възложеният мандат за производството на оборудване за бъдещо ползване в Допълнение №5 може да се счита за окончателно и недвусмислено сключено споразумение и (б) каква е сумата на обозримите и необратими разходи от страна на АСЕ към момента на прекратяването на проекта.

Достатъчно ясно е, че има вероятност съдът да реши, че не цялото оборудване за бъдещо ползване, поръчано в Допълнение №5, подлежи на компенсация в полза на АСЕ. Тази вероятност се базира на два фактора.

Първо, сигурно е, че в момента на прекратяване на проекта, АСЕ не е бил приключил производственият цикъл за оборудването за бъдещо ползване. Публични изявления от страна на АСЕ и РОСАТОМ от периода след решението за прекратяване сочат, че АСЕ съзнателно е решил да не прекрати производствените поръчки към трети лица. Правно разгледано, подобни твърдения най-вероятно ще бъдат интерпретирани като липса на усилие на засегнатата страна (АСЕ) да смекчи обозримите щети; като задължението за смекчаване на вредите е важен елемент от арбитражната процедура по оценка на вреди, подлежащи на възстановяване. В този контекст е малко вероятно съдът да оцени цялото (а вероятно дори и по-голямата част) от

оборудването на стойност 673 млн. евро като подлежащо на заплащане/компенсация в полза на АСЕ.

Второ, съдът най-вероятно ще вземе под внимание конфликта на интерес в ролята на консултиращия инженер-архитект УП като смекчаващ фактор за отговорността на НЕК за възстановяването на разходите по производството на оборудването. Изглежда неоспоримо, че конфликтът на интерес за УП е възникнал най-късно от м. юни 2010 г., т.е. съдът следва да оцени възможната роля, която УП е имал при поемане или потвърждаване на ангажименти за поръчка на оборудване след този момент.

Оценяваме риска по съществото на делото като среден, което означава, че най-вероятния изход - *ceteris paribus* – ще е арбитражно решение, присъждащо като компенсация част от сумата 700-800 млн. евро, представляващи спорната част на **иска от АСЕ**. **Такова решение обаче предполага активно управление на риска, включително, но не единствено, релевиране на конфликта на интереси на УП като част от защитата.**

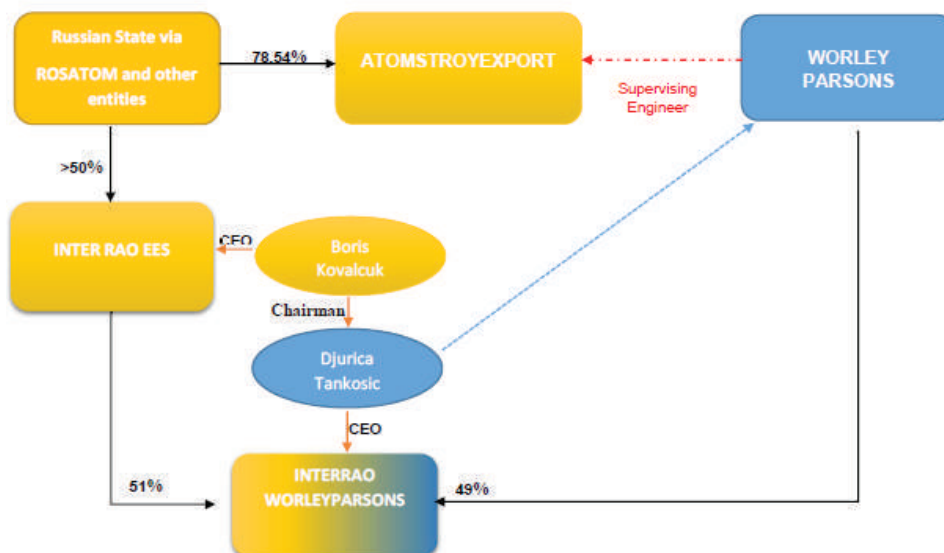
6. РИСК ОТ КОНФЛИКТНАТА РОЛЯ НА УОРЛИ ПАРСЪНС

Оценяваме нивото на риска като средно до високо и подчертаваме нуждата от активното му и незабавно управление.

Ролята на УП във финансовия интегритет на проекта АЕЦ Белене не може да бъде преувеличена. Всяка фактура от АСЕ трябва да бъде одобрена и всяка фаза от работата му трябва да бъде одобрена от УП преди каквито и да било разплащания от страна на НЕК. Ролята на УП в правния диспут с АСЕ е също основна; не само, че УП е одобрявало размера на разплащанията от/към всяка една страна, но също така е и консултант на НЕК и основен експертен свидетел на защитата срещу иска на АСЕ.

В контекста на такава основна и многостранна зависимост на НЕК от УП е жизненоважно УП да избягва всякаква форма на конфликт на интереси. Въпреки това, такъв с голяма степен на вероятност се е породил през 2010 г, след като УП създава съвместно дружество с АСЕ.

През м. юни 2010 г. УП и Интер РАО ЕЕС, руският монополист в експорта на електроенергия, обявяват създаването на съвместно дружество Интер Рао Уорли Парсън ООД. Основен съдружник в Интер РАО ЕЕС е руската държава и е контролиран от компанията-майка на АСЕ РОСАТОМ. Съвместното дружество има за цел да предоставя инженерингови и конструкторски услуги в Русия и в чужбина. УП има дял от 49% в съвместното дружество, но назначава управляващия му директор – Джурица Танкосич. Следната схема обяснява свързаността между УП и АСЕ.



Партньорството между УП и ACE в съвместното дружество не е оповестено пред НЕК. То е разкрито от нашата лаборатория по време на установяване обстоятелствата по темата „Белене“ и бе оповестено на пресконференция на ПП „Демократи за силна България“ на 06.10.2013 г. Веднага след разкритията, прокуратурата излезе с прессъобщение, че е наясно с новооповестената информация, и че в момента разследва правните последици от нея.

- **Рискове свързани с ролята на УП като надзорник по проекта**

Базирайки се на стриктната интерпретация на Търговския закон на РБ, УП и ACE може да се считат за „свързани лица“, поради техния общ контрол на трето лице и близките партньорски отношения, възникващи от този факт. Интерпретация въз основа на Международните стандарти за финансови отчети (IFRS), например, би заключила, че УП и ACE са „афилирани лица“.

Самият факт, че съществува свързаност, сам по себе си не означава, че съществува ефективен конфликт на интерес; всеки казус трябва да бъде разглеждан в своя специфичен контекст.¹² В този случай, обаче, ние сме на мнение, че има среден до висок риск свързаността да се материализира в конфликт на интереси, по следните причини.

Първо, съвместното дружество на УП и (опосредствано) руската държава представлява значителна инвестиция и е от сериозно финансово и стратегическо значение за УП. Публично оповестените планове на компанията посочват като приоритети растящата интеграция на съвместното дружество с „международните ресурси на УП“¹³, както и с използване на руските технологии. Това предполага сериозна степен на зависимост на УП от нейния руски партньор за осигуряване на нови търговски проекти и финансови потоци в Русия¹⁴ и в страни, в които Русия има пазарни или технологични лостове на влияние.

Второ, управленската позиция на г-н Танкосич в съвместното дружество, чийто мажоритарен собственик е руската държава, предполага ниво на доверие, което изисква постоянна поддръжка. Прекалено агресивна роля от страна на г-н Танкосич като инженер-надзорник по работата на ACE би могла да постави под риск ролята му (и тази на УП) в съвместното дружество. Също така, г-н Танкосич в структурата на съвместното дружество е подчинен на председателя на Съвет на директорите – същият е един от съветниците на руския президент по въпросите на енергетиката (стенограма от показателен разговор между президента Медведев и г-н Ковалчук от 2010 г. съдържа инструкция от руския президент към Интер Рао ЕЕС да защитава руските енергийни и външнотърговски интереси, както и обещание от г-н Ковалчук да изпълни инструкциите).

Следователно, може реално да се предполага, че УП е бил в състояние на неразрешим конфликт на интереси в ролята си на надзорник на работата на ACE по проекта АЕЦ Белене. Материалната проява на такъв конфликт може да варира от необоснована снизходителност към пропуски в качеството и количеството на работата на ACE до неоправдан „експертен“ натиск към клиента на УП (НЕК) да приема ненужни нива на (финансов) риск.

- **Рискове свързани с ролята на УП като ключов експертен свидетел**

Поради всички посочени по-горе причини, ролята на УП като експерт и/или консултант на НЕК по предстоящото дело е конфликтна и е поставила сериозна заплаха пред шансовете за успех на НЕК.

Действия с цел смекчаване на риска

Не можем да посочим сценарий за управление на риска, в който УП продължава да бъде съветник на НЕК. Считаме, че трябва да бъде извършен незабавен и пълен одит на ролята и работата на УП за НЕК в периода 2010 г. – 2013 г. Едновременно с това следва да се извърши спешен правен анализ на споразуменията между УП и НЕК, с цел да се установи дали

появилата се свързаност представлява нарушение на договорните отношения. При всички случаи ролята на УП като съветник и/или свидетел в предстоящото дело трябва да бъде ограничена до минимум и при възможност необходимата експертност да бъде предоставена от трета страна.

7. ДРУГИ РИСКОВЕ

Идентифицирахме следните допълнителни източници на риск, които биха могли да повлияят на изхода от делото:

А. ПУБЛИЧНИ ПРИЗНАНИЯ НА ОТГОВОРНОСТ

В периода 2009 г. – 2013 г. няколко представители на българската страна са правили (политически) заявления, които могат да бъдат интерпретирани като имплицитно признание за финансова отговорност на НЕК към АСЕ, породена от прекратяване на проекта АЕЦ „Белене“. Подобни политически заявления вероятно са регистрирани от руската страна и без съмнение ще бъдат използвани от АСЕ като доказателства в полза на основателността – и още повече, на предвидимостта на иска.

Този източник на риск се е материализирал в миналото и бъдещи действия по смекчаването му са трудни - с изключение на пълното въздържане от изказвания по темата в бъдеще. Тази мярка за смекчаване вече е била предприета от новия министър, вероятно след съвет от юридическите представители на НЕК по делото.

*Нашата оценка на нивото на този рисков източник е **ниска, но не пренебрежима**.*

В. РИСК ОТ ПАРАЛЕЛНИТЕ ДЕЙСТВИЯ НА ПРОКУРАТУРАТА СРЕЩУ КЛЮЧОВИ СВИДЕТЕЛИ НА ЗАЩИТАТА

Както описахме по-горе, на основни служители на УП и на подизпълнителя бяха повдигнати обвинения само месец преди началото на арбитражните процедури по същество. Разбира се, това развитие на събития би могло да разстрои стратегията на защитата поради липса на подкрепа от (и загуба на доверие в) най-посветените в спецификата на търговските взаимоотношения между страните външни експерти, за които бе планирано да свидетелствуват ex parte в полза на НЕК. Г-н Манчев вече отправи публични предупреждения, че обвинението срещу него и прекратяването на консултантското споразумение с УП ще утежнят ситуацията на НЕК в арбитражното дело и почти сигурно ще доведат до негативно отсъждане “в максималния възможен размер”.

Активното влияние върху този източник на риска може да се осъществи чрез действията, вече препоръчани като средство за влияние на риска от конфликта на интереси на УП.

*Оценяваме нивото на този източник на риск като **средно**.*

ЧАСТ III – ОБОБЩЕНИЕ НА СЪПКИТЕ ЗА АКТИВНО УПРАВЛЕНИЕ НА РИСКА

В заключение предлагаме следните съпки като част от стратегия за активно управление на риска:

Арбитражно дело – правни основания на АСЕ	Средно	<ul style="list-style-type: none"> • Да се използва конфликтът на интерес между УП и АСЕ като отделна линия от стратегията на защитата.
Конфликтна роля на УП	Средно	<ul style="list-style-type: none"> • Външен одит на работата на УП от 2010 г. насам • Елиминирание на УП като (ключов) свидетел и съветник • Да се релевира като довод от защитата. • Смекчаване на потенциалните щети чрез иск към УП и възможно към АСЕ
Публично поемане на отговорност	Ниско	<ul style="list-style-type: none"> • Предотвратяване на бъдещи случаи • Подготовка на отделни аргументи за защитата • Неутрализиране чрез цитиране на публични изявления на РОСАТОМ/АСЕ
Паралелни действия на прокуратурата	Средно	<ul style="list-style-type: none"> • Да се превърнат в предимство: да се използва конфликта на интереси като довод на защитата

Бележки

¹ Закон Този доклад няма за цел да анализира политическите рискове, които могат да произлязат от евентуален фалит на НЕК. Те ще бъдат анализирани в следващите доклади на ЛУР и са отчасти засегнати в Доклада за състоянието на енергетиката.

² По-ниският от нормалното интерес към търга се дължи на предварителната селекция на руската ВВЕР технология, което води до обвинения, че поръчката е уредена в полза на АСЕ.

³ http://www.dnevnik.bg/biznes/companii/2009/09/15/784596_traicho_traikov_durjavata_shte_dade_shans_na_aec_belene

⁴ <http://en.ria.ru/world/20110721/165319332.html>

⁵ <https://www.balkanleaks.eu/media/belene/ADDENDUM%2012.pdf>

⁶ <http://networkedblogs.com/gko7B?ref=nf>

⁷ Таблицата е съставена с данни от доклада на HSBC, одита на ДФИ от 2012 и годишните отчети на НЕК за 2012 г.

⁸ Интерпретираме тази сума като част, а не добавка, към рекапитулираните 155 млн. евро посочени по-горе.

⁹ http://www.wikileaks.org/plusd/cables/06SOFIA1691_a.html

¹⁰ <http://www.kommersant.ru/news/1917794?isSearch=True>

¹¹ Ако това бъде използвано като защитен аргумент от страна на НЕК.

¹² От друга страна, една формална свързаност най-вероятно би била сметена за нарушение на консултантското споразумение от страна на УП; това трябва да бъде разгледано от НЕК отделно.

¹³ <http://www.irwp.ru/business/services-iryp.php>

¹⁴ Пет от проектите на съвместното дружество за 2011 г. – 2012 г. са в Русия.

РИСКОВЕТЕ ОТ „ЮЖЕН ПОТОК“

**МЕЖДИНЕН ДОКЛАД С ПРОГНОЗА И
ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЗА ВЪЗДЕЙСТВИЕ**

30 НОЕМВРИ 2013

доц. д-р Иван Н. Иванов



Този доклад разглежда гражданските протести като фактор за несигурност в страната; не ги оценява положително или отрицателно; анализира ги като риск за/ и реакция на управлението. При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира освен за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, а от академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.

**РЕЗЮМЕ**

Този доклад анализира и измерва някои основни рискове, свързани с предстоящото реализиране на проекта „Южен поток“ на територията на Република България. Те са свързани с финансовия модел на проекта и с необходимостта от спазване на правилата за вътрешен пазар на природен газ в Европейския съюз. В доклада са определени собствениците на рисковете и са анализирани основните източници на риск: (а) договорения финансов модел и неефективността на българските власти в управлението на риска при преговорите с руската страна, (б) клаузите на подписаното двустранно споразумение, (в) ускорената и непрозрачна процедура за избор на изпълнител на проекта, с дискриминационни тръжни условия. В последната част на доклада се предлага стратегия за активно управление на риска.

**ВЪВЕДЕНИЕ**

Основното рисково събитие е подписването на договор въз основа на резултатите от обявения конкурс за инженеринг, доставка и строителство на газопровода¹. Съгласно времевия график договорът трябва да бъде подписан и да влезе в сила не по-късно от края на месец януари 2014 г., освен ако решението за избор на изпълнител не бъде обжалвано от някои от кандидатите. Към датата на този доклад беше прекратен обявения конкурс² и предстои стартирането на нова конкурсна процедура.

По същество конкурсът за инженеринг, доставка и строителство е най-отговорната стъпка към реализацията на проекта, заложен в подписаното на 18.01.2008 г. Споразумение между правителството на Република България и правителството на Руската федерация за сътрудничество при създаване на газопровод за транзит на природен газ през територията на Република България, ратифицирано от 40-то Народно събрание на 25.07.2008 г. (ДВ, бр. 69 от 5.08.2008 г.).

Стойността на проекта на българска територия възлиза към момента на 4,1 млрд. евро с ДДС и представителят на българската страна БЕХ е собственик на 50% от проектната компания. Заемът, от 620 млн. евро, който БЕХ изтегли, за да осигури 15% от стойността на проекта чрез собствено финансиране, изисква ритмичното му обслужване чрез приходи от експлоатация на газопровода. Липсата на гаранции за запълване на тръбата и за стойността на транзитните такси създава опасност паричните потоци от оперативната дейност да са недостатъчни за обслужване на финансовите задължения. В резултат на това БЕХ може да се окаже принуден да се раздели с някои свои активи и дори в най-лошия случай да бъде обявен в несъстоятелност, още повече, че и в момента някои от съставлящите компании (НЕК, ЕСО и Булгаргаз) имат негативен паричен поток.

Това би имало тежки и дълготрайно последици за българската енергетика. Може да се стигне до запор и придобиване на активи на БЕХ от страна на ОАО „Газпром“ с последващи дългосрочни политически рискове за България и рязко повишаване на зависимостта от руските енергийни компании. От друга страна българското правителство не би могло да окаже пряка финансова помощ на БЕХ поради законодателството на ЕС, което налага ограничения за държавна помощ.

Собственик на този първи основен риск са министър-председателят и министърът на икономиката и енергетиката, защото те договориха финансовия модел на проекта, както и БЕХ, който ще бъде страна по договора.

Вторият основен риск произтича от подписаното Споразумение между правителствата на България и Руската федерация. Съгласно чл. 9, руският учредител „Газпром“ получава право на пълно използване на целия капацитет на газопровода (100%), което е в недопустимо противоречие с Директивата относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ в ЕС (2009/73/ЕО),³ която е част от третия либерализационен пакет на Съюза.⁴ Тъй като не е получена дерогация от ЕК относно „Южен поток“, България е заплашена от наказателна процедура, предвиждаща сериозни финансови санкции за страната ни.

Собственик на този втори основен риск е българското правителство и в частност Министерът на икономиката и енергетиката, в чиито правомощия е внасяне на предложения за промяна на междуправителственото споразумение.



ЧАСТ I ПРОИЗХОД НА РИСКОВОТО СЪБИТИЕ

Дата	Събитие	Длъжностни лица ⁵
18.01.2008 г.	Споразумение между правителството на Република България и правителството на Руската федерация за сътрудничество при създаването на газопровод за транзит на природен газ през територията на Република България.	Сергей Станишев Петър Димитров Любомир Денчев
25.07.2008 г.	40-то Народно събрание ратифицира споразумението (ДВ, бр. 69 от 5.08.2008 г.), в сила от 12.08.2008 г.	
15.05.2009 г.	Споразумение между ОАО „Газпром“ и БЕХ ЕАД за сътрудничество при създаване на газопровод за транзит на природен газ през територията на Република България, в сила от същата дата.	Сергей Станишев Петър Димитров Галина Тошева
25.10.2010 г.	Споразумение между БЕХ ЕАД и ОАО „Газпром“ за предпроектно проучване с уточнени базови схеми за трасетата и обеми природен газ.	Бойко Борисов Трайчо Трайков
13.11.2010 г.	Споразумение между акционерите ОАО „Газпром“ и БЕХ ЕАД за Устав на съвместна проектна компания.	Мая Христова
15.11.2010 г.	Говорителят на еврокомисаря по енергетика обявява, че споразумението между България и Руската федерация нарушава европейските директиви ⁶ и настоява България да промени чл. 9 от Споразумението.	
12.2010 г.	Учредяване на съвместна проектна компания „Южен поток България“ АД с акционери ОАО „Газпром“ и БЕХ ЕАД с дялове в Компанията 50:50, с 50 хил. лв. уставен капитал.	
11.2011 г.	Българското правителство обявява проекта „Южен поток“ за обект с национално значение, което съкращава значително сроковете на административните процедури.	Бойко Борисов Трайчо Трайков Йордан Георгиев

27.08.2012 г.	Протокол между БЕХ ЕАД и ОАО „Газпром“ относно реализацията на проекта на територията на Република България.	Бойко Борисов Делян Добрев
15.09.2012 г.	Проектантът – консорциум „ГАЗТЕК БГ – Южнийгипрогаз“ представя документите ПУП – ПП предварителен проект за трасетата на газопровод „Южен поток“ и „Основи на проектирането“	Михаил Андонов
08.10.2012 г.	Избор на финансов консултант на „Южен поток България“ АД – „Portland Advisors“, след проведен международен конкурс.	
30.10.2012 г.	„Portland Advisors“ представят проект на Финансово икономически модел и на Бизнес план с индикативна цена на проекта.	
15.11.2012 г.	Подписва се Окончателно инвестиционно решение за строителство на газопровода „Южен поток“ на територията на България.	
10.04.2013 г.	Служебният министър-председател Марин Райков заявява необходимостта от задълбочен анализ на окончателното инвестиционно решение на проекта за съвместимост с Третия либерализационен пакт на ЕС в енергетиката.	Марин Райков Емил Василев Михаил Андонов
10.06.2013 г.	Изготвен е доклад за ОВОС на българския участък от газопровода „Южен поток“.	Пламен Орешарски Добромир Стойнев Михаил Андонов
1.07-25.07.2013 г.	Обществено обсъждане на ОВОС в 39-те общини, през които минава тръбата в България.	Пламен Орешарски



ЧАСТ II ПРАВЕН АНАЛИЗ НА ПОДПИСАНИТЕ ДОКУМЕНТИ ПО ПРОЕКТА „ЮЖЕН ПОТОК“

Споразумението между правителствата на Република България и Руската федерация разкриват няколко важни проблема:

1. Българското правителство ексклузивно е определило дружество, което ще участва в реализацията на проекта (БЕХ ЕАД). Финансирането на такъв проект би могло да стане при много по-широк панел от участници, респ. при разпределяне на финансовия риск. Това би включило в преговорите и по-компетентни инвеститори, които вероятно своевременно биха прозрели рисковете, разгледани по-долу в доклада.
2. Българското правителство се е отказало от принципа “third party access” и е обещало 100% от капацитета на газопровода на другия акционер – ОАО „Газпром“. Този принцип е валиден/задължителен още при Втория либерализационен пакет – Директива 2003/55/ЕО. Директивата е действаща към 2008 г., а България вече е член на ЕС към този момент. Наред с това, възможността за достъп на трети страни до наличните капацитети от газопроводите е налична и в тогавашната редакция на Закона за енергетиката, тъй като още тогава тази част от Директивата е имплементирана в националното законодателство.
3. Справка със Споразумението за НАБУКО от 2009 г. показва, че макар там държавите

отново да са подписали многостранно междуправителствено споразумение, изрично е посочено, че акционерите в този проект могат да разполагат общо с не повече от 50% от общия технически годишен капацитет.

4. Независимо кой е партньорът в реализацията на този проект, фактът, че проектът се реализира на територията на България, определя като приложимо българското законодателство, респ. законодателството на ЕС. В тази връзка, при разпределението на всички капацитети от Южен поток (100%), е необходимо провеждането на отрита процедура (open season), на която „Газпром“ би следвало да се яви на равна начала с всички кандидати за капацитет от газопровода.

5. За да бъде обособен определен резервиран за акционерите в проекта капацитет, същите следва да извървят процедура по дерогация на правилото за достъп на трети страни, която е определена в новата Директива 2009/73/ЕО, което не е направено.

6. Свободният капацитет следва да подлежи на прозрачно разпределяне на първичен пазар (open season). За целта е нужно разработване на правила/методики от страна на дружеството-оператор на газопровода „Южен поток България“, при съблюдаване на цитираните в настоящия доклад еврорегламенти. Последните са с непосредствено действие и имат статут на национално законодателство с примат над съществуващите национални норми, като блокират приложението на всяка норма, която им противоречи. В случая, разпоредбите от това Споразумение, които са в разрез с европейското законодателство, не са приложими.

7. За търговското „поведение“ на съвместното дружество („Южен поток България“) правно значение имат само законодателството и споразуменията между акционерите (Протоколите от 31.12.2013 г.) Споразумението от 2008 г. е сключено между други страни – политически субекти. Съдържанието на тези протоколи следва да се приеме като корекция Споразумението от 2008 г., за да се избегне наказателна процедура срещу България.

Като извод на правния анализ може да се заключи, че за да съответства проектът на националното и европейското законодателство, газопроводът следва да бъде изпълнен с възможно най-много входни и изходни точки и връзки с други газопроводи на територията на страната. Преди всяка компресорна станция би могло да има вход в газопровода.

Абсурдно е 540 км линейна част да остане затворена за други доставчици. В случай че газопроводът бъде реализиран по начин, по който няма възможност за повече входни или изходни точки, то това би означавало, че с протоколите от 31.10.2013 г. формално-юридически е изчистен проблемът с елиминацията на трети страни от достъп до капацитета, но фактически това не е сторено. Това ще доведе до намеса от страна на ЕК, тъй като и в момента е налице наказателна процедура срещу България и Румъния за неспазване на принципа, че преносните и транзитните газопроводи следва да бъдат третираны еднакво от държавите членки като магистрали за пренос.

Част III Рискови фактори за негативното за българската страна развитие на проекта „Южен поток“
Най-същественият риск за българската страна от проекта „Южен поток“ е непрозрачността в преговорите между българската и руската страна, довела до неясни договорености, без гаранции за защита на българския обществен интерес. Непрозрачността като риск генерира рискове във

всички подписани документи, повечето от които не са публични. Тези породени рискове са подробно анализирани по долу в три направления: произтичащи от договорения финансов модел, произтичащи от подписаните споразумения и произтичащи от конкурса за изпълнител на проекта „Южен поток“ на територията на Република България.



1. РИСКОВЕ, ПРОИЗТИЧАЩИ ОТ ФИНАНСОВИЯ МОДЕЛ НА „ЮЖЕН ПОТОК“.

Договореният и подписан на 31.10.2013 г. протокол между БЕХ ЕАД и ОАО „Газпром“, с който се установява финансовия модел на „Южен поток“ на територията на България представлява тежко рисково събитие. Създава се риск страната да не получи финансови ползи от строителството на газопровода за много дълъг период, а може би българското финансово участие ще се окаже невъзстановимо. Това произтича от следните рискови знаци:

а) Изключително висока цена за реализация на проекта. Първоначално, на 19.01.2008 г. при оповестяването му, цената беше определена от 800 млн. до 1 млрд. евро при капацитет на тръбата 31 млрд. куб. м. На 25.10.2010 г. БЕХ ЕАД и ОАО „Газпром“ сключиха Споразумение за предпроектно проучване с уточнени базови схеми на трасета и обеми природен газ, при капацитет на газопреносната система от 63 млрд куб. м. При двукратно увеличение на транспортираното количество природен газ (от 31 на 63 млрд. куб. м.), цената за реализация на проекта нарасна почти 3,5 пъти и достигна 3,3 млрд. евро. При тази индикативна стойност на 15.11.2012 г. беше подписано Окончателно инвестиционно решение за проекта „Южен поток“ на територията на Република България. Година по-късно между БЕХ ЕАД и ОАО „Газпром“ беше подписан протокол, съгласно който стойността нараства с още 200 млн. евро – 3,5 млрд евро.

б) В същия протокол се уточнява финансовият модел, според който 70% от стойността на проекта се осигурява с привлечен капитал, а останалите 30% – със собствено финансиране от двамата учредители (БЕХ ЕАД – 15% и ОАО „Газпром“ – 15%). БЕХ ЕАД получи от руската страна заем от 620 млн. евро, за да обезпечи 15% от стойността на проекта. Това обаче означава, че газопроводът е поскъпнал до над 4,1 млрд. евро. Това прави 8,6 млн. евро / км, което е най-високата цена, плащана досега за сухопътен участък от газопровод. За сравнение:

- Сухопътната отсечка на Трансадриатическия газопровод (ТАП) е 867 км, а бюджетът за нея е 1,5 млрд. евро, т.е. 1,73 млн. евро / км. при пренос на 20 млрд. куб. м газ.⁷ При това „Южен поток“ минава през сравнително лесен и равен терен през Дунавската равнина, а трасето на ТАП е много по-трудно през планините на Западните Балкани.
- Газопроводът OPAL, осигуряващ връзката на Северен поток с газопреносната мрежа на Централна Европа е на стойност 1 млрд. евро при дължина 470 км и капацитет 35 млрд. куб. м, което прави 2,13 млн. евро / км.⁸ Съпоставимата цена за Южен поток на територията на България с дължина 540 км и капацитет до сръбска граница 41 млрд. куб. м. би била 1,35 млрд. евро, близо 3 пъти по-ниска от определената към момента.
- Геннадий Шмалъ, президент на Съюза на работниците от нефтената и газовата промишленост и бивш зам.-министър по строителството и нефтените и газовите предприятия през 80-те години заявява: „Аз съм построил всички тези газопроводи, много хиляди километри, и си залагам главата, че при всякакви условия, тръбопровод не струва повече от 2 млн. долара на километър, разбира се, ако не се смята корупционната част.“⁹

Цитираните сравнения показват, че с изтегления заем от 620 млн. евро и съответната част от привлечения капитал, България ще покрие реално финансово реализацията на „Южен поток“ на българска територия, след което цели 22 години ще изплаща същото това финансиране, чрез получаваните транзитни такси.

с) Непрозрачният начин, по който БЕХ взе заем за строителството на „Южен поток“ в България.¹⁰

Нормално е БЕХ ЕАД да вземе заем едва след като се проведе конкурсът за изпълнител на проекта, от който всъщност ще се определи цената на газопровода, а оттам и стойността на тези 15%, за които е нужен въпросният заем. Освен това съгласно Окончателното инвестиционно решение заемът трябваше да възлиза на 495 млн. евро (15% от 3,3 млрд. евро). Изтегленият на 31.10.2013 г. заем е 620 млн. евро и е с 25% по-голям.

Твърдението, че договорената лихва от 4,25 % е успех за българската страна, е повече от наивно. Най-добрите условия за заема можеха да се постигнат, единствено ако беше обявен конкурс за неговото отпускане. Това не беше направено и се акумулира финансов риск от размера на заема и размера на лихвата.

Срокът за изплащане на заема беше увеличен с 50 % – от 15 на 22 години. Удължаването на срока със 7 години означава, че рентабилността на „Южен поток“ е рязко влошена спрямо Окончателното инвестиционно решение, където е записано, че „срокът на откупване на инвестицията ще бъде не по-дълъг от 15 години“, като отпуснатите на БЕХ ЕАД средства ще се връщат чрез дивидентите от дейността на „Южен поток България“.

В 22-годишния срок, освен заема от 620 млн. евро към ОАО „Газпром“, БЕХ ЕАД трябва да изплати и 50% от привлечения капитал, което прави още около 1,450 млрд. евро. Към момента няма яснота по каква процедура ще бъде определена финансовата институция за осигуряване на привлечен капитал и при какви условия (лихва и др.).

d) Очакваните приходи за страната за следващите 30 години, определени от министъра на икономиката и енергетиката на близо 2,8 млрд. евро. Тези приходи могат да се получат единствено от таксите за пренос през българска територия. Осреднени тези приходи се равняват на 93,3 млн. евро годишно. Към момента България получава около 100 млн. евро транзитни такси за пренос на 17,8 млрд. м³ за Турция, Гърция и Македония. Напълно необяснимо е как при транзитиране на тези количества и на други 41 млрд. м³ газ в западно направление до границата със Сърбия, ще се получават по-ниски приходи от настоящите. Освен ако има договорка за двукратно намаляване на транзитната такса, което още повече засилва риска полученият заем да не може да бъде обслужван с получаваните приходи от „Южен поток“.



2. РИСКОВЕ, ПРОИЗТИЧАЩИ ОТ ПОДПИСАНИТЕ СПОРАЗУМЕНИЯ.

Основните рискове за българската страна се съдържат в чл. 9 от Споразумението между правителствата на България и Руската федерация, съгласно който „руският учредител осигурява пълно използване на целия капацитет на газопровода чрез сключване на дългосрочен договор

между Компанията и руския учредител или определена от него компания за използване на целия капацитет на газопровода“.

Това означава, че чрез „Южен поток“ се запазва монополното положение на „Газпром“ като единствен външен доставчик на природен газ за страната ни, без право друг доставчик да използва част от капацитета за диверсификация на доставките. За 2011 г. „Газпром“ е доставил 86,3% от консумирания в страната природен газ (останалите 13,7% са от местен добив). Това са 2,563 млрд. м3 за около 1,5 млрд. лв.¹¹



ОТ ТОВА ПРОИЗТИЧАТ СЛЕДНИТЕ РИСКОВЕ:

- а) Риск за енергийната сигурност на страната при спиране на доставките на природен газ за България по причини от международен, двустранен или вътрешен за Руската федерация проблем, който може да бъде политически, икономически или чисто технически. Това би довело до сериозни загуби за българския бизнес, използващ природния газ като енергиен източник. Прекъснатите доставки на газ от 06.01. до 21.01.2009 г. предизвикаха стопански загуби за 500 млн. лв., които по никакъв начин не бяха компенсирани. Спирането на централното топлоподаване, което също работи на природен газ, създаде сериозни проблеми на домакинствата в големите градове.
- б) Риск от наказателна процедура за страната ни, тъй като съгласно газовата директива от Третия либерализационен пакет на ЕС (2009/73/ЕО) трябва да се осигури недискриминационен достъп до тръбата на други доставчици на природен газ. Заявлението на руската страна, че се е съгласила да дава достъп до газопровода на трета страна „при поискване“ няма правна сила, тъй като не е последвано от договорени ангажименти и промяна на чл. 9 от междуправителственото споразумение. Освен това, към настоящия момент заявлението на руската страна е нереализуемо, тъй като съгласно Окончателното инвестиционно решение е газопроводът да има една-единствена входна точка в района на „Галата“, южно от Варна (местността „Паша дере“). По такъв начин е невъзможно включване на доставчик от южният газов коридор (газопроводът ТАБ) или от терминал на втечнен газ на брега на Егейско море.

От друга страна, България като страна членка на ЕС, е длъжна да изпълни изискванията на Регламент № 715/2009 относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ, изменен с Решение на комисията от 24.08.2012 г.

Двата документа дават правна рамка и определят специфичните технически изисквания при предоставяне на капацитет за пренос.

- в) Риск от наказателна процедура, поради съдържанието на чл. 2 и чл. 3 от Споразумението, съгласно които газопроводът е собственост на Компанията („Южен поток България“), в която БЕХ ЕАД и ОАО „Газпром“ имат равни дялове по 50 % в уставния капитал. Това означава, че ОАО „Газпром“, освен че е собственик на транспортирания природен газ е и съсобственик на газопровода, което противоречи на Третия енергиен пакет, изискващ тези дейности да бъдат напълно разделени.

- г) Риск от неприемливо високи цени на доставяния по „Южен поток“ природен газ за

България, с тежки последици върху бюджета на домакинствата и конкурентоспособността на икономиката. В междуправителственото споразумение отсъства текст относно принципите на ценообразуване на доставяния природен газ. Това означава, че се запазва моделът на ценообразуване на „Газпром“, който изисква обвързване на цените на природния газ с тези на петрола и петролните деривати за 9-месечен предшестваш период. Този модел не отговаря на европейския модел на ценообразуване, който използва пазарен подход – цената се определя въз основа на спот-пазара на европейските хъбове (Баумгартен – Австрия, Бриндизи – Италия и др.) и е в ущърб на страната – купувач. За сравнение може да се посочи, че в рамките на 2 тримесечия в 2011 и 2012 г. цената на спот-пазарите е била от 22 до 25 евро/MWh, а доставната цена на природен газ в България по дългосрочен договор с „Газпром“ – от 38 до 43 евро/ MWh.¹² Тази разлика ще нараства в следващите години с предстоящите доставки на евтин втечен шистов газ от САЩ на европейските спот-пазари.

е) Риск от липсата на договореност за модела, по който ще се определят таксите за пренос. Досега „Газпром“ неизменно налагаше определяне на тези такси въз основа на разстоянието за пренос на природен газ. Възползвайки се от клаузата за търговска тайна компанията договаря различни такси за пренос в зависимост от икономическите и политически интереси на руската държава. Като цяло, стремежът на компанията е винаги да поддържа ниски такси, защото това намалява собствените ѝ разходи и повишава конкурентоспособността на пренасяния на големи разстояния природен газ. Тази политика на „Газпром“ противоречи на европейското законодателство, което България е длъжна да спазва. С Регламент № 715/2009 на Европейския парламент и Съвета относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ се въвежда модела „вход/изход“ при ценообразуване на таксите за пренос. Чрез него се улеснява достъпът на трети страни до газопреносната мрежа и се засилва конкуренцията. Всеки ползвател на мрежата прави заявки за входящ и изходящ капацитет и преносът се осъществява по зони, вместо по договорни пътеки. Тарифите в дадена зона не зависят от дължината на трасето.

Моделът „вход/изход“ беше завършен с приетия на 14.10.2013 г. Регламент № 984/ 2013 на Комисията за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределение на капацитет в газопреносните системи и за допълнение на Регламент № 714/ 2009 на Европейския парламент и на Съвета.¹³ С регламента се установява мрежов кодекс, който създава стандартизирани механизми за разпределение на капацитет в газопреносните системи. Това включва тръжни процедури за съответните точки на междусистемно свързване в рамките на Съюза и стандарти за трансграничен капацитет. Гарантира се прозрачен и недискриминационен достъп до газопреносната инфраструктура за всички ползватели на мрежата.

Регламентът влезе в сила на 3.11.2013 г., задължителен е в своята цялост и следва да се прилага пряко във всички държави членки, включително България. В противен случай срещу страната ще започне наказателна процедура за нарушено европейски законодателство при определяне на таксите за пренос на природен газ.



3. ДРУГИ РИСКОВЕ:

а) Риск от неизпълнение на ангажимента на ОАО „Газпром“ да осигури 100% запълняемост

на тръбата, съгласно Междуправителственото споразумение от 2008 г. Досега и двата газопровода, построени с участие на Руската федерация (т.е. след 1991 г.) – Северен поток и Син поток пренасят под 50% от предвидените количества природен газ. За българската страна това означава значително намаляване на приходите от транзитни такси, зависещи от количеството транспортиран газ.

В таблицата по-долу са показани приходите от транзитни такси за българската страна при различна запълняемост на тръбата. Изчисленията са извършени при следните условия:

- Дължина на тръбопровода – 540 км;
- Запазване на приходите от досегашния транзит към Турция, Гърция и Македония, общо около 100 млн. евро годишно;
- Запазване на досегашната транзитна такса от около 1,8 долара на 100 км. за 1000 м³ природен газ;
- Ново количество транзитиран природен газ на разстояние 540 км. от „Галата“ до сръбска граница (Зайчар);
- 41 млрд. м³ годишно Валутен курс евро/ долар – 1,3611.

Запълняемост на тръбата, %	50	60	70	80	90	100
Приходи от транзит по Южен поток, млн. \$	200	240	280	320	360	400
Приходи от транзит по Южен поток, млн. €	147	176	205	235	265	294
Приходи от транзит по Южен поток за БЕХ ЕАД, млн. €	73,5	88	102,5	117,5	132,5	147

Получените резултати водят до следните изводи:

- При договореното участие 50% на БЕХ ЕАД в проекта „Южен поток“ и изключително високата цена на газопровода от 4,1 млрд. евро, не е възможно чрез транзитните такси, дори при 100% запълняемост, българското участие да се изплати за срок от 15 години, дори да се приеме лихва 4,25% за привлечения капитал и без да се отчитат разходите за оперативна дейност, персонал и ремонти.
- За 22 години българското участие може да се изплати само при условие, че запълняемостта на тръбата е над 72 % през целия период, което е изключително трудно да се изпълни.
Едновременно с това нараства рискът за дивидента, който България трябва да получи. Съгласно Окончателното инвестиционно решение „БЕХ ЕАД ще покрие участието си от

дивидентите от дейността на „Южен поток България“ след като тя започне търговска експлоатация на газопровода“. На 31.10.2013 г. тази клауза беше променена. България ще започне да получава дивидент едва от първата година след като газопроводът достигне пълния си капацитет от 63 млрд куб. м. „Газпром“ очаква това да стане през 2018 г., но рискът това да не се случи е много голям.

b) Риск от обявления на 31.10.2013 г. конкурс за изпълнител на проекта „Южен поток“ на територията на Република България.

Конкурсът е обявен при грубо нарушаване на европейското законодателство в областта на обществените поръчки за сектор Енергетика. Това не е оповестено от „Южен поток България“ в мотивите за прекратяване на процедурата. То е разкрито от нашата лаборатория при изучаване на националното и европейско законодателство по тази материя. Начинът, по който е обявен конкурсът, е в пълно противоречие с процедурите по Директива 2004/17/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 31.03.2004 г.¹⁴ относно координиране на процедурите за възлагане на обществени поръчки от възложители, извършващи дейност във водоснабдяването, енергетиката, транспорта и пощенските услуги. Съгласно чл. 16 на директивата, всяка обществена поръчка във връзка с производството, преноса или разпределението на природен газ, която надхвърля прага от 499 хил. евро за доставки и услуги и 6.242 млн. евро за строителство задължително се обявяват в Официалния вестник на ЕС.

Същата материя е обект и на българския Закон за обществените поръчки,¹⁵ по-специално чл. 7а, чл. 14 и чл. 45а. Съчетаното действие на посочените членове изисква при обществени поръчки в България за производство, пренос и разпределение на природен газ, при значително по-ниски прагове – за проектиране и услуги – над 110 хил. лв., за доставки – над 180 хил. лв. и за строителство – над 2,150 млн. лв., обявите да бъдат публикувани в „Държавен вестник“. Нещо повече – обявите не могат да бъдат публикувани в страната преди изпращането им в Официалния вестник на ЕС, като при публикуването им в страната изрично се посочва датата на изпращане на обявата в Брюксел.

Никое от посочените изисквания в европейското и българското законодателство не са изпълнени при обявяване на посочения конкурс. Не са обявени публично и изчерпателно конкурсните условия и изискванията към кандидатите, които задължително трябва да бъдат недискриминационни. Оплакването на няколко от кандидатите, недоволни от късия срок (15 дни) за подаване на заявления, доведе до прекратяване на обявената конкурсна процедура. Остава големият риск при повторната процедура, ако не бъдат спазени изискванията на европейското и националното законодателство, конкурсът да бъде прекратен с решение на ЕК. Както в Директива 2004/17/ЕО така и в българския Закон за обществените поръчки, се определят различни прагове за различни възможни дейности. Това е направено, тъй като провеждането на конкурси за различните дейности ще позволи да се постигнат по-добри резултати за възложителя, респективно ще се намали стойността на целия проект. Към момента компанията „Южен поток България“ не се възползва от тази възможност.





1. БЕХ ЕАД¹⁶

Българският енергиен холдинг ЕАД (БЕХ ЕАД) е създаден на 18.09.2008 г. с предмет на дейност придобиване, управление, оценка и продажба на участия в търговски дружества, осъществяващи стопанска дейност в областите на производство, добива, преноса, транзита, съхранението, управлението, разпределението, продажбата и/или изкупуването на природен газ, електрическа енергия, топлоенергия, въглища, както и всякакви видове енергия и суровини за производство. Дружеството е акционерно със 100% държавно участие. В него се включват „Мини Марица – изток“ ЕАД, ТЕЦ „Марица – изток 2“ ЕАД, АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, НЕК ЕАД, ЕСО ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД, „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгартел“ ЕАД. Има активи на стойност 7,4 млрд. евро към 31.12.2012 г. Общите приходи на холдинга са 3,3 млрд. евро, общият брой служители са около 21 хиляди души.

Основни фигури в БЕХ ЕАД са председателят на Съвета на директорите и изпълнителният директор.¹⁷ Понастоящем председател на Съвета на директорите е Георги Христозов,¹⁸ а изпълнителен директор – Боян Боев.¹⁹



2. ОАО „ГАЗПРОМ“²⁰

„Газпром“ притежава най-големите находища на природен газ в света (18%). Дейностите включват проучване и добив на газ, транспортиране на газ, продажба на газ в рамките на Руската федерация и в чужбина, съхранение на газ, производство на суров нефт, газов кондензат и други въглеводороди и продажба на рафинирани продукти, както и електрическа и топлинна енергия. Дружеството притежава най-голямата мрежа в света за пренос на газ – унифицираната система за доставките на природен газ от Русия с обща дължина 168 хиляди мили. „Газпром“ продава повече от половината от общия произведен газ за руските потребители, а останалия изнася за повече от 30 страни. „Газпром“ е единственият производител и износител на втечнен природен газ от Русия.

Основни фигури в ОАО „Газпром“ са: Председателят на Съвета на директорите²¹ и Председателят на Управителния съвет.²² Понастоящем Председател на съвета на директорите е Виктор Зубков,²³ а председател на Управителния съвет е Алексей Милер.



3. ПОЗИЦИЯ НА ЕК ПО ОТНОШЕНИЕ НА „ГАЗПРОМ“ И ПРОЕКТА „ЮЖЕН ПОТОК“.

а) На 27.09.2011 г., две години след приемане на Третия либерализационен пакет на ЕС, ЕК започна проверка в десетки компании в ЕС, които купуват природен газ от „Газпром“.²⁴ Сред тях са и четири български – три държавни – БЕХ, „Булгаргаз“ и „Булгартрансгаз“, както и частната „Овергаз“. Целта бе да се изясни дали има нарушения в доставките на газ в региона, след сигнал от Литва срещу злоупотреба с монополно положение от страна на „Газпром“.

На 5.09.2012 г., след анализ на събраните материали, ЕК обяви, че започва официално разследване срещу „Газпром“ заради злоупотреба с господстващо положение на пазара на природен газ в Полша, Чехия, Словакия, Унгария, България, Литва, Латвия и Естония.²⁵ Процедурата се открива по три възможни практики, нарушаващи конкуренцията в Централна и Източна Европа:

- „Газпром“ е ограничавал свободните доставки на природен газ в държави членки на ЕС;

- Компанията е възпрепятствала диверсификацията на източниците на газ в тези страни;
- „Газпром“ е установил несправедливи цени за своите клиенти, обвързвайки цената на петрола с цената на природния газ.

Разследването е за нарушение на чл. 102 от Договора за функционирането на ЕС (Лисабонския договор), поради което ЕК разглежда случая приоритетно и се очаква решение до края на 2013 г. Ако се установи, че „Газпром“ е нарушил правата на свободната конкуренция, глобата е от 10% до 30% от годишния оборот от продажбата на природен газ на съответните страни, за които е установено нарушението.

б) Със свое решение от 2012 г. ЕК ограничи „Газпром“ като доставчик на природен газ за „Северен поток“.²⁶ Връзката на газопровода с европейската газоразпределителна мрежа се осъществява през руско-германските проекти OPAL и NEL. Операторът на OPAL (35 млрд. куб. м. годишно) е задължен да предостави 50% от капацитета си на други доставчици, а този на NEL (20 млрд. куб. м. годишно) – 35%. По такъв начин от пълния обем на „Северен поток“ от 55 млрд. куб. м, на „Газпром“ се предоставят само 30 млрд. куб.м.

в) Съгласно чл. 6 от Споразумението между правителствата на България и Руската федерация, страните полагат „възможните усилия за предоставяне на газопроводната система на статут на проект от трансевропейските енергийни мрежи с цел използване на всички преимущества, получавани от подобни газотранспортни проекти“. Въпреки постъпките, направени от Русия, България, и от други страни членки на ЕС, през които преминава „Южен поток“, ЕК отказва да даде на газопровода статут на „европейски проект“.

Самият статут предвижда сериозни предимства, от които „Южен поток“ ще бъде лишен:²⁷

- ускорени процедури за планиране и издаване на разрешения;
- единен национален компетентен орган, който действа като едно гише при издаване на разрешенията;
- по-малко административни разходи за разработващите проектите и държавните органи, поради опростената процедура за ОВОС, при спазване на изискванията на правото на ЕС;
- по-голяма прозрачност и по-добро участие на обществеността;
- повишаване на привлекателността за инвеститорите, благодарение на опростената регулаторна рамка, при която разходите са разпределени основно към страните, които максимално се възползват от завършения проект;
- възможност за получаване на финансова подкрепа в рамките на Механизма за свързана Европа.

В 2010 г. представители на руската държава направиха презентация на проекта в Брюксел, за да

убедят ЕК, че „Южен поток“ отговаря на критериите за европейски проект. Още тогава комисарят по енергетика Йотингер заяви, че „Южен поток“ не отговаря на европейското енергийно законодателство и с нищо не допринася за постигане на основната цел на ЕС – изграждане на единен европейски конкурентен енергиен пазар, тъй като не предлага диверсификация на източниците на природен газ за Европа.



4. АРБИТРАЖНИ ДЕЛА НА КОМПАНИИ ОТ СТРАНИ ЧЛЕНКИ НА ЕС СРЕЩУ „ГАЗПРОМ“.

В края на 2012 г. чешката компания „RWE Transgas“ спечели арбитражно дело срещу „Газпром“ за 500 млн. долара.²⁸ Арбитражът във Виена установи, че купувачът има право да намалява закупения природен газ, без да плаща глоба за нарушаване на клаузата „вземаш или плащаш“ (take-or-pay). В същия арбитражен съд е заведено и второ дело на „RWE Transgas“ срещу обвързването на цената на природния газ с тази на петрола по договора с „Газпром“.

Пред арбитражния съд в Стокхолм има заведени иски за предоговаряне на ценовите условия в договорите с „Газпром“ от страна на германската E.ON, полската PGNiG и австрийската Erdgas Import Salzburg.



5. МОРСКИ УЧАСТЪК НА „ЮЖЕН ПОТОК“.

Най-важната причина за прекалено високата стойност на проекта „Южен поток“ е морският участък през Черно море с индикативна цена 10 млрд. евро. Първоначално украинското правителство предложи тръбата да преминава по суша през Южна Украйна, при което цената би се намалила пет пъти в сравнение с изграждането на морски участък. Русия отхвърли предложението, с което доказа, че целта на проекта е да се избегне Украйна като транзитираща страна. Тогава Украйна не даде разрешение за преминаване на газопровода през нейната изключителна икономическа зона на Черно море. Това наложи трасето да премине през турската икономическа зона, с което дължината на морския участък се увеличи с повече от 200 км. и достигна 931 км. Заобикалянето на украинската зона налага тръбите да се полагат на голяма дълбочина до 2200 м., което силно оскъпява проекта.²⁹



ЧАСТ V ОБОБЩЕНИЕ НА СЪПКИТЕ ЗА АКТИВНО УПРАВЛЕНИЕ НА РИСКА.

В заключение предлагаме следната стратегия за управление на риска:

Източник на риск	Ниво на риск	Действия за управление на риска
1. Споразумение между правителствата на Република България и Руската Федерация от 19.01.2008 г.	Средно	Промяна на чл. 9 от Споразумението с оглед осигуряване на недискриминационен достъп на други доставчици до газопровода.
2. Окончателно инвестиционно решение от 15.11.2012 г.	Високо	Въвеждане на 3 нови входни точки на газопровода при компресорните станции (КС): - КС Провадия - КС Лозен - КС Расово

3. Протокол от 31.10.2010 г., даващ финансов модел на българския участък от „Южен поток“.	Високо	<ul style="list-style-type: none"> • Независим финансов одит върху определената цена на проекта. Въвеждане на съпоставимост с цената на други европейски газопроводи (TAP, OPAL и др.) и предоговаряне на стойността на проекта. • Въвеждане на европейски модел на ценообразуване, необвързан с цената на петрола и петролните деривати за предшестваш период; • Въвеждане на модел „вход/изход“ за определяне на таксите за пренос, в съответствие с Регламент 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета; • Въвеждане на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределение на капацитета на тръбата съгласно Регламент № 984/2013 на Комисията на ЕС.
4. Заем на БЕХ за 620 млн. евро при лихва 4,25% за срок от 22 години.	Високо	Провеждане на международен конкурс за заем след определянето на нова цена на проекта
5. Конкурс за изпълнител на проекта „Южен поток“ на територията на Република България	Средно	<p>Провеждане на международен открит и недискриминационен конкурс за избор на:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Доставчик на тръбите за газопровода - Доставчик на компресорните станции - Строител на газопровода - Финансова институция за осигуряване на привлечен капитал при спазване на разпоредбите на националното и европейско законодателство (Закон за обществените поръчки и Директива 2004/17/ЕО на Европейския парламент и на Съвета).

¹ Обява в сайта на БЕХ ЕАД на 31.10.2013 г.

² Обявление в сайта на „Южен поток България“ на 18.11.2013 г.

³ Директива 2009/73/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ в ЕС.

⁴ Енергетика: Третият либерализационен пакет влезе в сила.

⁵ Министър-председател на Република България;

Министър на икономиката и енергетиката (на икономиката, енергетиката и туризма до 2013 г.);
Директор на БЕХ.

⁶ ЕС поиска корекция на българо-руския договор за „Южен поток“.

<http://www.euinside.eu/bg/news/ec-south-stream-is-not-a-european-project>

<http://www.euractiv.com/energy/commission-urges-bulgaria-change-news-499737>

⁷ <http://www.trans-adriatic-pipeline.com/>

⁸ <http://www.opal-gastransport.de/>

⁹ «Я их построил, этих газопроводов, многие тысячи километров и могу голову положить на отсечение — в любых условиях больше \$2 млн за километр не стоит труба, если не брать, конечно коррупционную составляющую». <http://www.vedomosti.ru/22.11.2010/> У «Газпрома» слишком дорогие трубы

¹⁰ Символична първа заварка на газопровода „Южен поток“ бе направена край монтанското село Пишурка – БТА.

¹¹ Европейската комисия започва разследване срещу „Газпром“ – 04.09.2012 г.

¹² Quarterly Report on European Gas Markets.

http://ec.europa.eu/energy/observatory/gas/doc/qregam_2011_quarter4_2012_quarter1.pdf

¹³ Регламент № 984 / 2013 на Комисията за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределение на капацитет в газопреносните системи и за допълнение на Регламент № 714/ 2009 на Европейския парламент и на Съвета.

¹⁴ Директива 2004/17/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 31.03.2004 г.

¹⁵ Закон за обществените поръчки.

¹⁶ Български енергиен холдинг.

¹⁷ Галина Тошева (2008 – 2010 г.); Мая Христова (2010 – 2011 г.); Йордан Георгиев (2011 – 2012 г.); Михаил Андонов (2012 – 2013 г.).

¹⁸ Георги Христозов беше Изпълнителен директор на ТЕЦ „Марица – изток 2“. През 1989 г. Христозов е осъден за валутни престъпления – банкови преводи в чужбина с фалшиви документи с влязла в сила присъда. Макар и реабилитиран впоследствие, съгласно Закона за достъп до класифицирана информация, той няма право на достъп поради което СГП поиска отстраняването му от поста и отнемане на достъпа му до класифицирана информация, което не беше направено.

¹⁹ До назначаването си в БЕХ беше директор на Дирекция Финансово – икономически, отново в ТЕЦ „Марица – изток 2“.

²⁰ ОАО Газпром.

²¹ Виктор Черномирдин (1999 – 2000).
Димитрий Медведев (2000 – 2001 г. и 2002 – 2008).

²² Рем Вяхирев (1989 – 2001 г.).

²³ Министър-председател на Руската федерация (2007 – 2008 г.).

²⁴ Commission confirms unannounced inspections in the natural gas sector.

²⁵ Commission opens proceedings against Gazprom.

²⁶ EU wants Russians to share Nord Stream pipeline.

²⁷ Енергийна инфраструктура: Проекти от общ интерес (Energy Infrastructure Projects of Common Interest (PCI)).

²⁸ „Газпром“ изгуби дело по важно условие от договорите си в Европа – в. „Капитал Daily“, 26.10.2012 г.

²⁹ Econ.bg/Новини/-Газпром-Южен поток-минаващ-през-Украйна-е-нецелесъобразен_l.a_i.206081_at.1.html

РИСКОВЕТЕ, ПРОИЗТИЧАЩИ ОТ ПРОЕКТ ЗА СТРОИТЕЛСТВОТО НА СЕДМИ РЕАКТОР НА АЕЦ „КОЗЛОДУЙ“

**МЕЖДИНЕН ДОКЛАД С ПРОГНОЗА И
ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЗА ВЪЗДЕЙСТВИЕ**

доц. д-р Иван Н. Иванов



Този доклад анализира риска за АЕЦ „Козлодуй“, за БЕХ и за страната от реализиране на седми блок на площадката на АЕЦ „Козлодуй“ в следващите години. Не се оценява положително или отрицателно отношението към проекта; анализира се единствено с оглед рисковете пред страната. При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада. Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, от академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.



Резюме

Рисковете, свързани с обявеното предстоящо изграждане на нова ядрена мощност на площадката на АЕЦ „Козлодуй“ произтичат от липсата на прозрачност при преговорите за строителството на новата мощност, от липсата на оценка за необходимостта от такава мощност в следващото десетилетие, от неспазване на разпоредби в националното и европейското законодателство и за арбитражното дело между НЕК и Атомстройекспорт.

В доклада са определени собствениците на рисковете и са прогнозирани възможните последици от рисковите събития.

Накрая са предложени въздействия за активно управление на риска: Обективен анализ на енергийния баланс на България и потребностите от електроенергия в региона от независима и отговорна компания. Изготвяне на задължителната оценка за безопасност. Изпълнение на изискванията на Директива 2011/70/ Евратом на Съвета за управление на отработеното гориво и радиоактивните отпадъци. Провеждане на конкурс при недискриминационни условия.



Въведение

Основното рисково събитие е Решението на Министерския съвет от 11.12.2013 г.¹ С него се одобрява доклад на министъра на икономиката и енергетиката² за предприемане на действия за изграждане на нова ядрена мощност в АЕЦ „Козлодуй“ и му се възлага да разреши на БЕХ ЕАД да преговаря с „Тошиба Корпорейшън“ за сключване на споразумение за стратегически инвеститор за реализиране на проект за изграждане на нова ядрена мощност в съществуващата българска АЕЦ с технология „реактор с вода под налягане AP 1000 3+“ на „Уестингхаус електрик къмпани“. На министъра е възложено да организира, координира и контролира провеждането на преговори за структуриране и финансиране на проекта.

Това решение на кабинета не е аргументирано. Липсата на анализ на прогнозното потребление на електроенергия в страната в следващото десетилетие и произтичащата от него обосновка на строителството на нова голяма генерираща мощност създава първия основен риск в три направления: а) липса на необходимия национален и регионален пазар за произведената електроенергия; б) намалено натоварване на действащите мощности и оттам – увеличаване на срока за възвръщаемост на направените в тях инвестиции; в) увеличаване на излишните мощности в страната и последващото им затваряне при наличие на експлоатационен ресурс с всички икономически и социални последици за областите и общините, където се намират. Вторият основен риск произтича от неспазване на разпоредбите за: а) изготвяне на документи, които да предшестват решението на МС и б) провеждане на процедури, гарантиращи недискриминационен избор на изпълнител на проекта в съответствие с националното и европейско законодателство.

Собственик и на двата основни риска са министърът на икономиката и енергетиката, като вносител и правителството, като възложител на взетото решение с предвидената процедура. По първият риск собственик е и БЕХ, на който е възложено провеждането

на преговорите за организация и финансиране на проекта, а по вторият риск – ДКЕВР, която съгласно Закона за безопасно използване на ядрената енергия (ЗБИЯЕ) организира и провежда конкурса за изпълнение на проекта.

ХРИНОЛОГИЯ НА СЪБИТИЯТА

Дата	Събитие	Длъжностно лице/ Компания
1977	Обзор на перспективите за строеж на нова мощност на площадката на АЕЦ „Козлодуй“ – изготвен от АЕЦ „Козлодуй“	АЕЦ „Козлодуй“
1979	Технико-икономически съпоставки за оптимално разпределение на мощностите между площадки „Козлодуй“ и „Белене – изток“	„Енергопроект“
1982	ТИД за 7 и 8 енергоблокове на АЕЦ „Козлодуй“, „Енергопроект“	Георги Дичев Директор на АЕЦ „Козлодуй“/ „Енергопроект“
1984	Проучване на въпроса за изграждане на блокове 7 и 8 в АЕЦ	„Енергопроект“
1991	Инвестиционно проучване за изграждане на 7 блок на АЕЦ „Козлодуй“	„Енергопроект“
1999	Технико-икономически анализ за изграждане на нова ядрена мощност с използване на оборудването доставено за АЕЦ „Белене“.	АЕЦ „Козлодуй“
2001	Доклад за анализ на перспективите за изграждане на нова ядрена мощност в РБ.	Йордан Йорданов Изпълнителен директор на ЕАЦ „Козлодуй“/ АЕЦ „Козлодуй“
2010	Предварително предпроектно проучване за изграждане на нови мощности в АЕЦ „Козлодуй“ „Iberdrola“ – Испания	„Iberdrola“ – Испания
2011	Заявление за инвестиционно намерение относно „Изграждане на ядрен енергоблок от най-ново поколение на площадката на АЕЦ „Козлодуй“, заместващ спрените I – IV блокове	Министър Трайчо Трайков/ МИЕТ
09.04.2012	Решение за създаване на дъщерно дружество на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД – „АЕЦ „Козлодуй – Нови мощности“ ЕАД.	АЕЦ „Козлодуй“
11.04.2012	Решение на МС за предприемане на действия за изграждане на нова ядрена мощност в АЕЦ „Козлодуй“ и за възлагане на министъра на икономиката, енергетиката и туризма да внесе в МС два доклада – по чл. 45, ал. 2 от ЗБИЯЕ и относно правно-организационната форма за осъществяване на проекта.	МС, Министър на икономиката, енергетиката и туризма

11.12.2013	Решение на МС за започване на преговори между БЕХ ЕАД и „Тошиба Корпорейшън“ за изграждане на нова ядрена мощност в АЕЦ „Козлодуй“ с технология „реактор с вода под налягане AP 1000 3+“ на „Уестингхаус електрик къмпани“.	МС, Министър на икономиката и енергетиката
12.12.2013	Споразумение между БЕХ ЕАД и „Уестингхаус Електрик Къмпани“ за съгласуване на параметрите на 7 блок на АЕЦ „Козлодуй“ в срок от девет месеца.	БЕХ ЕАД, „Уестингхаус Електрик Къмпани“



Рисковете

Най-смущаващият риск е непрозрачността на преговорите и решенията за изграждане на нова ядрена мощност. Това доведе до неясни, а често и до взаимно противоречащи си изявления на български официални лица (министър-председател, министър на икономиката и енергетиката, изпълнителен директор на АЕЦ „Козлодуй“). Непрозрачността поражда съмнения относно степента, в която са защитени българските интереси в преговорния процес. Оттук се пораждат рискове, които са анализирани по-долу в три направления: произтичащи от оценката за необходимостта за нова ядрена мощност, произтичащи от неспазване на националното и европейското законодателства и произтичащи от отражението върху арбитражното дело между НЕК и „Атомстройекспорт“ в Женева.

1. Липсва най-важното – оценката за необходимостта от нова ядрена мощност. В този доклад ще направим тази крайно необходима предварителна оценка.

а) На 12.12.13 г. беше подписано споразумение между БЕХ, „Уестингхаус електрик къмпани“ (наричан в текста „Уестингхаус“) и „Тошиба“ за съгласуване на техническите и финансово-икономическите параметри на новата ядрена мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в рамките на следващите 9 месеца. Министър-председателят Орешарски обяви³, че „работата ще бъде завършена в по-кратък период“, което ще позволи фактическото изграждане на блока да започне през 2016 г., след приключване на всички процедури. Срокът на строителството на IP 1000 от първа копка до влизане в експлоатация е 50 месеца, което означава, че в края на 2020 г., той ще бъде в експлоатация. Прогнозите за електропотребление в страната, изготвени от МИЕ, НЕК и БАН са следните (в TWh)⁴:

Институция	2013	2020	2025
МИЕ	37.00	39.30	42.15
НЕК (осреднен)	38.35	39.35	-
БАН	37.24	37.75	38.10

Посочените от МИЕ стойности са използвани като базов сценарий за потребление в 2020 г. Целевият сценарий предвижда намаляване на енергийната интензивност с 50% до 2020 г., което създава възможности за устойчив икономически растеж с по-малко енергопотребление. Едновременно с това, поради демографската криза населението на страната прогнозно ще намалее с 5%, а икономически активните хора – с 10% – тенденция, която ще се запазва и след това. В такъв случай в 2020 г., при прогноза за нарастването на БВП с 58,5% спрямо 2005 г. общото потребление на енергия ще намалее с 21%.

За да се съпоставят прогнозното потребление с прогнозното производство на електроенергия в таблицата по-долу са дадени основните инсталирани и функциониращи генериращи мощности в страната и предвидимия срок на тяхната експлоатация⁵:

Електроцентрала	Мощност MW	Производство TWh/год.	Срок на експлоатация
АЕЦ „Козлодуй“	2000 (2200)	15,0	2030 г. и след това
ТЕЦ „AES Гълъбово“	670	4,02 ÷ 4,69	2030 г. и след това
ТЕЦ „ Марица – изток 2“	1580	9,48 ÷ 10,27	Минимум до 2025 г.
ТЕЦ „Контур Глобъл Марица-изток 3“	908	5,45 ÷ 6,36	Минимум до 2025 г.
ТЕЦ „Варна“	630	2,8	Минимум до 2025 г.
ТЕЦ „Бобов дол“	370	1,7	Минимум до 2020 г.
Топлофикационни и промишлени ТЕЦ	730	3,4 ÷ 4,4	Минимум до 2025 г.
ВЕЦ	1761	4,68 ÷ 5,00	2025 г. и след това
ВЯЕЦ	750	1,65	2025 г. и след това
ФЕЦ	1013	1,53	2025 г. и след това
ТЕЦ на биомаса	100	0,5	2025 г. и след това
Всичко до 2020 г.	9 989	52,05	

От посочените данни се вижда, че прогнозираното производство на електроенергия за 2020 г. е над 50 TWh, при прогнозно потребление от около 39 TWh по базовия сценарий. Това означава, **че и без построяване на 7 блок на АЕЦ „Козлодуй“ страната ни ще има 11 TWh излишна енергия, което прави 1200 MW мощности, което напълно ще покрие средногодишните ни нужди за износ.** При наличие на задоволен вътрешен пазар на електроенергия и ограничени регионални нужди, построяването на нова ядрена мощност 1000 – 1200 MW представлява голям риск тя да не бъде натоварена или да доведе до закриване на работещи мощности и на работни места, поради замяната на електроцентрали с висока заетост на трудови ресурси с висока технология, с малък персонал и вследствие замяната на вътрешни енергийни суровини с внос. Добрата практика на водещите страни в ЕС е инвестициите в енергетиката да се отлагат до възникване на неотложна необходимост.

б) съгласно чл. 2, ал. 1, т. 4⁶ от Закона за енергетиката е необходимо да се създават предпоставки за енергийни доставки при минимални разходи. Предсрочното закриване на работещи електроенергийни мощности, с цел ускорено строителство на нова ядрена мощност, чиято стойност ще бъде не по малко от 4 млрд. евро, неизбежно ще доведе до риск за потребителите от осезаемо поскъпване на електроенергията. Това е в противоречие с цитираната разпоредба от закона.

2. Не е спазено националното законодателство:

а) Изявлението на министър Драгомир Стойнев, че в средата на 2014 г. ще бъде избран изпълнител на новата ядрена мощност в АЕЦ „Козлодуй“⁷ е в грубо противоречие с действащата в страната и в Европейския съюз нормативна уредба.

Съгласно чл. 8, ал. 4, т. 1⁸, във връзка с чл. 4, ал. 2, т. 5⁹ от Закона за енергетиката министърът на икономиката и енергетиката определя необходимите нови мощности за производство на електрическа енергия въз основа на общите прогнозни енергийни баланси, които трябва да докажат и нуждата от такива, и обнародва описа на новите мощности в

„Държавен вестник“. Предприетите действия за предстоящо изграждане на нови мощности в АЕЦ „Козлодуй“ не са предшествани от изискуемото от закона определяне на потребностите на електропотреблението в страната няма публикация в „Държавен вестник“ по този въпрос.

Съгласно чл. 46, ал. 1¹⁰ и чл. 47, ал. 3¹¹ от Закона за енергетиката за случаите на изграждане на нови мощности за производство на електрическа енергия по чл. 4, ал. 2, т. 3¹² се провежда конкурс, който се обявява с решение на ДКЕВР, обнародва се в „Държавен вестник“ и се публикува в „Официален вестник“ на ЕС, като срокът за подаване на заявления за участие в конкурса не може да бъде по-кратък от 6 месеца от датата на публикуване на решенията за конкурса. Ако се яви само един кандидат, ДКЕВР прекратява конкурса и обявява нов (чл. 50, ал. 1¹³). Заявлението на министър-председателя, че до края на следващата година ще се определи изпълнителят на проекта и строителството ще започне противоречи на посочените нормативни изисквания и създава риск от наказателна процедура срещу България, поради неспазване на европейските правила, транспортирани в националното законодателство в посочените текстове.

Всичко това дава основание на всяка заинтересована страна да обжалва със силни основания решението на правителството пред ВАС и пред ЕК.

б) На 11.12.2013 г. Министерският съвет взе решение, съгласно което БЕХ ЕАД трябва да започне преговори с „Тошиба Корпорейшън“ за реализиране на проект за изграждане на нова ядрена мощност в АЕЦ „Козлодуй“. На следващия ден БЕХ ЕАД и „Уестингхаус“ сключиха споразумение за съгласуване на параметрите на 7 блок на АЕЦ „Козлодуй“ в рамките на следващите девет месеца.

Съгласно чл. 45, ал. 1 и 2 от Закона за безопасно използване на ядрената енергия (ЗБИЯЕ) при вземането на такова решение на Министерски съвет, задължително министърът на икономиката и енергетиката трябва да представи три оценки на:

1. Ядрената безопасност и радиационната защита, въздействието върху околната среда и физическата защита.
2. Социално-икономическото значение от изграждането на ядрена централа за страната или за отделни региони.
3. Радиоактивните отпадъци и отработеното ядрено гориво, които се получават в резултат на дейностите на ядрената централа и тяхното управление.

Нито една от трите оценки не беше подготвена и представена при внасяне на предложението в Министерския съвет. Това отново създава риск от атакуване на решението на Министерския съвет във ВАС и в ЕК, поради неизпълнение на законови разпоредби.

в) Съгласно чл. 45, ал. 3¹⁴ от ЗБИЯЕ, когато при експлоатация на ядрената централа е възможно въздействие върху населението и околната среда на територията на друга държава, е необходима информация за оценка и анализ на възможното въздействие на централата на тяхната територия от гледна точка на безопасността на населението и опазването на околната среда. Полученото официално становище се прилага към предложението пред Министерския съвет по чл. 45, чл. 2. До момента няма изготвено становище от румънска страна, чиято територия е обект на възможно въздействие от експлоатация на бъдещия 7 блок на АЕЦ „Козлодуй“, а решението на Министерския съвет трябва да бъде предшествано от такова становище. Съществува риск в становището да бъдат направени забележки и препоръки, чието отразяване да изисква финансов и времеви ресурс, надхвърлящ чувствително зададения от Министерския съвет срок на съгласуване.

3. Нарушени са изискванията на европейското законодателство.

а) Съгласно Директива 2011/70/Евратом¹⁶ на Съвета за създаване на рамка на Общността за отговорно и безопасно управление на отработеното гориво и радиоактивни

отпадъци, държавите членки са задължени да създадат и поддържат национална законодателна, регулаторна и организационна рамка за управление на отработеното гориво и радиоактивни отпадъци (чл. 5, т. 1). Всяка държава членка трябва да гарантира наличието на достатъчно финансови ресурси, които са необходими за изпълнението на националните програми (чл. 9¹⁷) по управление на отработеното гориво и радиоактивни отпадъци. Важна част от тези програми е изискването радиоактивните отпадъци да се погребват в държавата членка, в която са генерирани. България няма никаква готовност да погребва радиоактивни отпадъци. Направеният ОВОС на площадката на обекта за погребване на ниско и средно радиоактивни отпадъци беше отменен с решение на ВАС, а за погребване на високорадиоактивни отпадъци, което трябва да се извърши в геоложки формации на голяма дълбочина от стотици метри, липсва дори и предпроектно проучване, както и каквото и да е финансиране. Създава се риск към момента на приемането на окончателното инвестиционно решение, предвидено за следващите девет месеца, България да няма програма за управление, оценка за разходите, избрана схема за финансиране и график за изграждане на обект за погребване на високорадиоактивни отпадъци от 7 блок на АЕЦ „Козлодуй“. С това страната ни ще наруши Регламент на Европейския парламент и на Съвета, относно нотифицирането до Комисията на инвестиционните проекти в областта на енергийната инфраструктура в Европейския съюз¹⁸, който изисква представяне пред Комисията на всички данни и пълна информация за всеки инвестиционен проект за енергийна инфраструктура равна на или по-голяма от 100 MW. Рискът е Комисията да поиска преразглеждане на представените документи.

б) Решението на МС от 11.12.2013 г. предвижда БЕХ ЕАД да започне преговори с „Тошиба Корпорейшън“ за реализиране на проект за изграждане на нова ядрена мощност в АЕЦ „Козлодуй“ с технология „реактор с вода под налягане AP 1000 3+“ на „Уестингхаус електрик къмпани“. Всъщност се прави избор не на технология, а на конкретен тип реактор, произведен от конкретна компания. Съгласно документите на „Международната агенция за атомна енергия“ (МААЕ) основните технологии за енергийни реактори са¹⁹:

- Водо-водни енергийни реактори (BBER или PWRs)
- Кипящи реактори (BWRs)
- Бързи реактори (FRs)

Реакторите BBER 1000, в Козлодуй, както и IP – 1000 са водо-водни реактори. Такива се произвеждат в САЩ, Япония, Русия, Франция, Южна Корея. При нормална конкурентна процедура за строителство на водо-водна енергийна мощност в Козлодуй всеки един от тези производители би могъл да участва.

Решението на МС създава риск то да бъде оспорено от всеки друг потенциален кандидат – производител на реактори с тази технология и от ЕК, тъй като е необходимо обявление в Официалния вестник на ЕС за бъдеща конкурсна процедура.

Има сериозна заплахата за българските интереси – прякото договаряне не позволява да се достигне до най-добрите условия – цена, срокове, доставки и т.н.

4. Отражението върху арбитражното дело между НЕК ЕАД и „Атомстройекспорт“.

НЕК е в съдебен спор с „Атомстройекспорт“, относно проекта „Белене“ в Арбитражния съд в Женева. Всяко действие и дори изявление на официалните български власти може да бъде използвано от ищеца като аргумент срещу нашата позиция. Един от важните аргументи за отказ от строежа на АЕЦ „Белене“ е фактът, че централата не е нужна на енергетиката ни, предвид прогнозния енергиен баланс за следващите 15 – 20 години. Обявяването на планове и сключване на споразумение за строителство на нова 1000-мегаватова мощност в Козлодуй и две 250-мегаватова мощности в ТЕЦ „Марица Изток 2“, означава, че българското правителство счита за необходимо строителството на нови големи мощности (над 1500 Mw), които са с близка стойност до тези на проекта „Белене“. Ако съдът отчете това обстоятелство, ще направи извода, че според сегашното правителство решението на предишното за прекратяване на

проекта е конюнктурно и плод на грешна преценка за състоянието на енергетиката. Така България сериозно отслабва позициите си пред Арбитражния съд, което може да доведе до загуба на делото за 1 млрд. евро и тежки финансови последици за НЕК.

5. Непрозрачността на преговорите оставя без отговор редица въпроси, всеки от които може да породи риск:

- Ще се създаде ли проектна компания, с кои участници и с какъв дялов капитал?
- Какво ще бъде участието на „Тошиба Корпорейшън“ в проекта?
- Какъв се явява „Уестингхаус Електрик Къмпани“ – инвеститор или само кандидат за изпълнител на проекта?
- Ще се проведе ли конкурс за финансиране и при какви условия?
- Кой ще даде гаранциите по кредитите за реализация на проекта?
- Ще има ли държавни гаранции, под каква форма и в какъв размер?

След постигане на договореност между страните по изброените въпроси, ЛУР ще изготви допълнителен доклад.



Описание на страните

1. БЕХ ЕАД²⁰

Българският енергиен холдинг ЕАД (БЕХ ЕАД) е създаден на 18.09.2008 г. с предмет на дейност, придобиване, управление, оценка и продажба на участия в търговски дружества, осъществяващи стопанска дейност в областите на производство, добива, преноса, транзита, съхранението, управлението, разпределението, продажбата и/или изкупуването на природен газ, електрическа енергия, топлоенергия, въглища, както и всякакви видове енергия и суровини за производство. Дружеството е акционерно със 100% държавно участие. В него се включват „Мини Марица – изток“ ЕАД, ТЕЦ „Марица – изток 2“ ЕАД, АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, НЕК ЕАД, ЕСО ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД, „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгартел“ ЕАД. Има активи на стойност 7,4 млрд. евро към 31.12.2012 г. Общите приходи на холдинга са 3,3 млрд. евро, общият брой служители са около 21 хиляди души.

Основни фигури в БЕХ ЕАД са Председателя на Съвета на директорите и изпълнителният директор. Понастоящем председател на Съвета на директорите е Георги Христов²¹, а изпълнителен директор – Боян Боев.

2. „Уестингхаус електрик къмпани“

„Уестингхаус електрик къмпани“ (Westinghouse Electric Company) е наследник на компанията Westinghouse Electric, основана през 1886 г. Тя предлага широк набор от продукти и услуги за атомната енергетика. Сред тях са: изграждането на нови и модернизиране на съществуващи реактори, техническо оборудване за атомни централи, системи за сигурност, поддръжка и обучение за атомната енергетика. Компанията изгражда реактори от поколение 3+ (AP1000)²². От есента на 2006 г. компанията се контролира от „Тошиба Корпорейшън“. Понастоящем президент и изпълнителен директор на компанията е Дани Родерик²³.

3. Обектът е реактор AP 1000 3+ на „Уестингхаус електрик къмпани“²⁴

Реактор AP 1000 3+ се отличава от реакторите от поколения 2, 2+ и 3 с:

- Опростеното си проектно решение, което го прави лесен за експлоатация и управление.
- Сеизмичната му устойчивост е с 45% по-висока от тази на другите реактори от поколение 3.
- Модулната му конструкция позволява да се съкрати срокът за строителството му.
- Функционалните му елементи са значително по-малко: клапани, тръбопроводи, помпи.
- Много високо ниво на сигурност, благодарение на пасивната система за

безопасност, която не се нуждае от аварийна автоматика и от активно въздействие на оператора. Използват се само природни процеси и сили: гравитация, циркулация и съпротивление на материалите при високи температури.

- Значително по-висока степен на изгаряне на гориво и намалени радиоактивни отпадъци.
- Гарантиран 60-годишен срок на експлоатация.

Изборът на IP 1000 е добро решение при доказана необходимост от строителство на нова голяма мощност в електроенергийната система на страната и при строго спазване на националното и европейското законодателство.



Предложение за въздействия за предотвратяване на риска.

Ниво на риск	Източник на риск	Действия за управление на риск
Високо	Решение на МС от 11.12.2013 г. за започване на преговори между БЕХ ЕАД и „Тошиба Корпорейшън“ за изграждане на нова ядрена мощност в АЕЦ „Козлодуй“ с технология „реактор с вода под налягане AP 1000 3+“ на „Уестингхаус електрик къмпани“.	1. Възлагане на независима компания изготвянето на обективен анализ на енергийния баланс на България и потребностите от електроенергия в региона. 2. Изготвяне на оценките по чл. 45, ал. 2 от ЗБИЯЕ, включително ОВОС от румънска страна. 3. Изпълнение на изискванията на Директива 2011/ 70/ Евратом на Съвета за управление на отработеното гориво и радиоактивните отпадъци.
Високо	Споразумение от 12.12.2013г. между БЕХ ЕАД и „Уестингхаус Електрик Къмпани“ за съгласуване на параметрите на 7 блок на АЕЦ „Козлодуй“ в срок от девет месеца	1. Провеждане на конкурс за изпълнител на реактор от водо-воден тип при недискриминационни условия, съгласно чл. 46, ал. 1 и чл. 47, ал. 3 от Закона за енергетиката.

БЕЛЕЖКИ

¹ Р Е Ш Е Н И Е № 772 от 11 декември 2013 година ЗА ПРЕДПРИЕМАНЕ НА ДЕЙСТВИЯ, НЕОБХОДИМИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВА ЯДРЕНА МОЩНОСТ В АЕЦ „КОЗЛОДУЙ“.

² Доклад относно предприемане на действия, необходими за изграждане на нова ядрена мощност в АЕЦ „Козлодуй“ (точка 31 от заседание на Министерския съвет 11 декември 2013 г.)

³ <http://www.government.bg/cgi-bin/e-cms/vis/vis.pl?s=001&p=0213&n=599&g=>

⁴ http://ime.bg/var/images/NPS_Belene_Assesment_WTD.pdf

⁵ http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_34385
<http://ime.bg/bg/articles/izbrani-lyji-ot-repertoara-na-teatyra-nova-yadrena-elektrocentrala/>

⁶ чл. 2, ал. 1, т.4. енергийни доставки при минимални разходи;

⁷ <http://www.mi.government.bg/bg/interviews-type-detail-219-.html>

⁸ чл. 8, ал. 4, т. 1 общите прогнозни енергийни баланси;

⁹ чл. 4, ал. 2, т. 5 (доп. - ДВ, бр. 35 от 2011 г., в сила от 03.05.2011 г., изм. - ДВ, бр. 54 от 2012 г., в сила от 17.07.2012 г.) определя необходимите нови мощности за производство на електрическа енергия и обнародва описа на необходимите нови мощности в „Държавен вестник“;

¹⁰ чл. 46, ал. 1 (Изм. - ДВ, бр. 54 от 2012 г., в сила от 17.07.2012 г.) Конкурс за необходима мощност за производство на електрическа енергия се провежда само в случаите по чл. 4, ал. 2, т. 5 за изграждане на нова или за предоставяне на съществуваща мощност. Спечелилият конкурса участник се определя за титуляр на лицензията, съдържаща задължение за изграждане, в случаите на изграждане на нова мощност.

¹¹ чл. 47, ал. 3 (Изм. - ДВ, бр. 54 от 2012 г., в сила от 17.07.2012 г.) Конкурсът се обявява с решение на комисията, което се обнародва в „Държавен вестник“ и се публикува в „Официален вестник“ на Европейския съюз, като срокът за подаване на заявления за участие в конкурса не може да бъде по-кратък от 6 месеца от датата на публикуване на решението за конкурса. Решението на комисията за обявяване на конкурса може да бъде обжалвано само заедно с решението за определяне на спечелилия конкурса кандидат.

¹² чл. 4, ал. 2, т. 3 (доп. - ДВ, бр. 74 от 2006 г., в сила от 08.09.2006 г.) внася за утвърждаване от Министерския съвет списък на стратегическите обекти от национално значение в енергетиката в т.ч. и тези, добиващи местни твърди горива;

¹³ чл. 50, ал. 1 Комисията прекратява конкурса и обявява нов, когато:

1. се е явил само един кандидат, или
2. предложенията на кандидатите не отговарят на конкурсните условия.

¹⁴ чл. 45, ал. 3 Когато при експлоатацията на ядрената централа е възможно въздействие върху населението и околната среда на територията на друга държава, министърът на външните работи уведомява компетентните органи на тази държава и предоставя при поискване от тяхна страна необходимата им информация за оценка и анализ на възможното въздействие на централата на тяхна територия от гледна точка на безопасността на населението и опазването на околната среда. Полученото официално становище се прилага към предложението по ал. 2.

¹⁵ чл. 45, ал. 2 Предложението за изграждане на ядрена централа се внася от министъра на икономиката, енергетиката и туризма с оценка на:

1. ядрената безопасност и радиационната защита, въздействието върху околната среда и физическата защита;
2. социално-икономическото значение от изграждането на ядрена централа за страната или за отделни региони;
3. радиоактивните отпадъци и отработеното ядрено гориво, които се получават в резултат на дейността на ядрена централа, и тяхното управление.

¹⁶ ДИРЕКТИВА 2011/70/ ЕВРАТОМ НА СЪВЕТА от 19 юли 2011 година за създаване на рамка на Общността за отговорно и безопасно управление на отработено гориво и радиоактивни отпадъци

¹⁷ член 9 Финансови ресурси: Държавите - членки гарантират, че в националната рамка се изисква наличието на достатъчни финансови ресурси, когато те са необходими за изпълнението на националните програми, посочени в член 11, особено за управлението на отработено гориво и радиоактивни отпадъци, при надлежно отчитане на отговорността на лицата, които генерират отработено гориво и радиоактивни отпадъци

¹⁸ Предложение за РЕГЛАМЕНТ НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА относно нотифицирането до Комисията на инвестиционните проекти в областта на енергийната инфраструктура в Европейския съюз, заменящ Регламент (ЕО) № 617/2010 /* COM/2013/0153 final - 2013/0082 (COD) */

¹⁹ www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/rds2-33_web.pdf

²⁰ Български енергиен холдинг

²¹ Георги Христозов беше Изпълнителен директор на ТЕЦ „Марица – изток 2“. През 1989 г. Христозов е осъден за валутни престъпления – банкови преводи в чужбина с фалшиви документи с влязла в сила присъда. Макар и реабилитиран впоследствие, съгласно Закона за достъп до класифицирана информация, той няма право на достъп поради което СГП поиска отстраняването му от поста и отнемане на достъпа му до класифицирана информация, което не беше направено.

²² <http://www.westinghousenuclear.com/docs/WestinghouseProfile.pdf>

²³ <http://www.prweb.com/releases/2012/9/prweb9946811.htm>

²⁴ <http://ap1000.westinghousenuclear.com/index.html>

**РИСКОВЕ ОТ ЗЛОУПОТРЕБА С ГОСПОДСТВАЩО
ПОЛОЖЕНИЕ НА ПАЗАРА НА ТРЕЧНИ ГОРИВА**

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД С ПРОГНОЗА И
ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЗА ВЪЗДЕЙСТВИЕ

ЯНУАРИ 2014

доц. д-р Иван Костов
доц. д-р Иван Н. Иванов



Този доклад анализира риска за българския бизнес и домакинствата от злоупотреби с господстващо положение на пазара на течни горива. Не се оценява положително или отрицателно отношението към компанията с господстващо положение в сектора; анализът е единствено с оглед рисковете пред страната. При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада. Анализът и прогнозата не изразяват политически пристрастия; не третират положително или отрицателно политическата констелация; не дават аргументи за ползата или за вредата от нея.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира, освен за изследователски и учебни цели - докладът не е част от публичния, а от академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.

**РЕЗЮМЕ**

Риските, свързани с господстващо положение на пазара на течни горива у нас, произтичат от концентрацията на собствеността на данъчните складове за течни горива, от неизпълнение на изискването за поставяне на измервателни уреди, проследяващи количеството гориво от вход до изход и свързването им в реално време с информационната система на Агенция „Митници“, от липсата на митнически и граничен контрол на терминала за суров петрол и накрая – от неоправдано високите цени на течните горива със сериозни данни за картелиране на пазара.

В доклада се определят собствениците на рисковете и са посочени последиците – настоящи и възможни в бъдеще – от рисковите събития.

Накрая са предложени въздействия за активно управление на риска. Те са адресирани към различни институции, в зависимост от отговорността, която носят: Народно събрание, Министерски съвет, Министерство на финансите, Министерство на вътрешните работи, Агенция „Митници“, Комисия за защита на конкуренцията (КЗК) и Комисия за защита на потребителите (КЗП).

**ВЪВЕДЕНИЕ**

Основното рисково събитие е влезият в сила от 01.01.2006 г. Закон за акцизите и данъчните складове (ЗАДС), който създаде големи административно-правни бариери за разкриване на нови данъчни складове. Търговците на течни горива трябваше да наемат складови площи от „Лукойл“, който притежава 80% от целия складов капацитет на страната. Заплащането на наем оскъпява горивата и ги прави неконкурентоспособни.

Второто рисково събитие е отказът на „Лукойл“ да монтира необходимите измервателни уреди на производствените си мощности, складовете и тръбопроводите в предвидените от ЗАДС и Наредба № 3 срокове.

Третото рисково събитие е реалната възможност за нелегален внос и износ на течни горива, поради изтъкнатата липса на измервателни уреди и на връзка със системата на Агенция „Митници“.

Четвъртото рисково събитие е отказът на „Лукойл“ да оповести публично ценообразуването на течните горива, по-специално на производствените си разходи, които са едни от най-големите в ЕС и нанасят значителни щети на българската индустрия, която губи конкурентоспособност при тези цени.

Собственик на първият основен риск е Министерският съвет, който според Конституцията предлага законови промени и Народното събрание, което ги обсъжда и гласува. Собственик на втория и третия риск са МВР и МФ, които носят отговорност за охраната и контрола на пристанище „Росенец“ и терминала към него. Собственик на четвъртия риск е КЗК, която по закон е длъжна да не допуска злоупотреба с господстващо положение на пазара. Отговорност носи и КЗП, която е длъжна да защити гражданите от високите цени на горивата. За следващата година отговорност

носи и правителството, което в приходната част на Бюджет 2014, е заложило осреднена цена на суровия петрол, без изчерпателни мотиви.

ЧАСТ I ХРОНОЛОГИЯ НА СЪБИТИЯТА

Дата	Събитие	Длъжностно лице/ компания
15.11.2005 г.	Закон за акцизите и данъчните складове, в сила от 01.01.2006 г.	МС (Сергей Станишев), НС
16.12.2008 г.	Директива 2008/118/ЕО, относно общия режим на облагане	Европейска комисия
23.04.2009 г.	Директива 2009/28/ЕО, относно насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници.	Европейска комисия
19.02.2010 г.	Наредба № 3 за специфичните изисквания и контрола, осъществяван от митническите органи върху средствата за измерване на акцизни стоки, в сила от 26.03.2010 г.	Министерство на финансите (МФ) Симеон Дянков
2011 г.	Решение за закриване на бюро на Агенция „Митници“ на Терминал „Росенец“	Агенция „Митници“/ Ваньо Танов
22.03.2011 г.	Решение за отдаване на Пристанище „Росенец“ на концесия на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД	МС (Бойко Борисов)
22.07.2011 г.	Решение № 528/22.07.2011 г. на директора на Агенция „Митници“ за отнемане на лиценза за данъчен склад на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД с предварително изпълнение.	Ваньо Танов – директор на Агенция „Митници“
27.07.2011 г.	Решение на КЗК за извършване на секторен анализ на конкурентната среда на пазарите за производство и реализация на бензин и дизелово гориво.	КЗК (председател Петко Николов)
01.08.2011 г.	Определение № 4343 Административен съд – София-град за отказа за предварително изпълнение на заповедта за отнемане на лиценза за данъчен склад.	Десетчленен състав
08.10.2011 г.	Решение на ВАС за отмяна на заповедта за отнемане на лиценза на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД	Тричленен състав на ВАС
16.03.2012 г.	Определение на КЗК за картел срещу 4 компании на пазара на бензин и дизелово гориво	КЗК (председател Петко Николов)
30.07.2012 г.	Решение на КЗК за липса на основание за картел срещу 4 компании на пазара на бензин и дизелово гориво	КЗК (председател Петко Николов)
30.07.2012 г.	Отказ на КЗК да разследва злоупотреба с господстващо положение в търговията с авиационно гориво (Лукойл Ейвиейшън)	КЗК (председател Петко Николов)
30.07.2012 г.	Отказ на КЗК да разследва злоупотреба с господстващо положение в търговията с течни горива („Лукойл България“ ЕООД)	КЗК (председател Петко Николов)
15.02.2013 г.	Закон за запасите от нефт и нефтопродукти.	МС (Бойко Борисов), НС

22.04.2013 г.	Заповед на Агенция „Митници“ за отнемане на лиценза за данъчен склад на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД с предварително изпълнение.	Ваньо Танов – Директор на Дирекция „Митници“
23.04.2013 г.	Определение № 3518 на Административния съд – София за отмяна на предварителното изпълнение на Заповедта за отнемане на лиценза за данъчен склад.	13-членен състав на Административния съд – София
24.11.2013 г.	Споразумение с план за действие относно ядрената програма на Иран (Joint Plan of Action – Geneva, 24 November 2013)	Министри на външните работи на САЩ, Русия, Китай, Великобритания, Франция и Иран
20.12.2013 г.	Закон за държавния бюджет на Република България за 2014 г. и доклад към него	МС (Пламен Орешарски), НС

ЧАСТ II РИСКОВЕТЕ

1. Риск от концентрацията на собствеността на данъчните складове на течни горива в една компания с господстващо положение на пазара.

При приватизацията на „Нефтохим“ – Бургас през 1999 г., „Лукойл“ стана собственик на цялата складова база на приватизираното дружество. С приемането на Закон за акцизите и данъчните складове в края на 2005 г. се въведе режим на „отложено плащане на акциз“, който се прилага от лицензирани складодържатели при производство или складиране на акцизни стоки в данъчен склад (чл. 46, ал.1 и 2¹). Съгласно §9² от ПЗР на закона, заварените към 01.01.2006 г. производители на акцизни стоки продължават дейността си като лицензирани складодържатели, както е случаят с „Лукойл“. За разкриване на нови данъчни складове законът налага сложна и дълга процедура, изискваща представянето на повече от 20 документа, част от които трудни за изготвяне (чл. 48, ал. 2, т. 1 – 20). По тази причина в страната почти няма новоизградени данъчни складове. Съгласно официалната справка за данъчни складове в страната и максималния складов капацитет³, „Лукойл България“ ЕООД и „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД притежават:

Лиценз №	Лицензиран складодържател	Бензин, макс. к-во в литри	Газьол, макс. к-во в литри
253	„Лукойл България“ ЕООД, Русе	1 000 000	2 000 000
272	„Лукойл България“ ЕООД – продуктопровод	100 000 000	290 000 000
271	„Лукойл България“ АД – петролопровод Варна	-	20 000 000
99	„Лукойл Нефтохим Бургас“ АД – производствена площадка	133 500 000	140 000 000
100	„Лукойл Нефтохим Бургас“ АД – нефтен терминал	75 000 000	34 500 000

Данъчни складове на други лицензирани складодържатели	56 360 000	145 864 056
Общ максимален капацитет, л.	365 860 000	632 364 056

От справката личи, че максималният складов капацитет на „Лукойл България“ ЕООД и „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД е 309 500 000 л. бензин, което прави над 84% от целия складов капацитет в страната и 486 500 000 л. газьол, което е 77% от общия складов капацитет. Общо притежаваният от двете компании складов капацитет е почти 80% (796 100 000 л.) от складовата наличност в България, което доказва господстващото положение (практически монополно) по отношение на собствеността върху данъчните складове. Останалите складове са предимно на дружества, които са ги получили при приватизацията и ги ползват за собствени нужди, а не за дистрибуция на течни горива. По такъв начин другите компании, които търгуват с течни горива са принудени или да купуват течни горива на едро от „Лукойл“ по определени от него цени или да наемат складов обем от „Лукойл“ при условия, които не позволяват горивата да се предлагат на цени, по-ниски от неговите. Тази ситуация разкрива липсата на реална конкуренция на пазара на течни горива като цена и качество.

В Директива 2008/118/ЕО, чл. 33, т. 1⁴ залегна възможността акцизни стоки, предназначени за търговски цели в една държава членка, да бъдат държани в данъчен склад в друга държава членка. Срокът, в който всяка държава членка трябваше да хармонизира вътрешната си нормативна уредба, съгласно чл. 48, т. 1⁵, изтече на 01.01.2010 г., с цел действието ѝ да започне не по-късно от 01.04.2010 г. Само 4 страни, включително България, не спазват този срок. На 15.02.2013 г. влезе в сила Законът за запасите от нефт и нефтопродукти, който разреши създаване на запаси на територията на друга страна членка на ЕС, но не с цел последваща търговска реализация в България, а само като запас за извънредни ситуации (чл. 1, ал.1 и 2⁶). Създаденият риск за конкуренцията на пазара на течни горива, поради концентрация на собствеността на данъчните складове е повод за част от изводите и препоръките в решението на КЗК⁷ за извършване на секторен анализ на пазара на производство и реализация на течни горива.

2. Риск от неизпълнение на изискването за поставяне на измервателни уреди, проследяващи количествата гориво от вход до изход и свързването им в реално време с информационната система на ДА „Митници“.

Съгласно Наредба №3/ 19.02.2010 г. на Министерството на финансите, производителите и търговците на течни горива са задължени да поставят измервателни устройства на производствените си мощности и в складовете, както и на съдовете, в които се държат горивата. Задължително трябва да се пломбират връзките между уредите и инсталациите, съдовете за горива, които не се използват, изходите на съдовете за съхранение, тръбопроводите на изхода на производствата и на складовете. Уредите трябва да са свързани със системата на Агенция „Митници“ и да предават в реално време информация за количеството продукти, за които трябва да се плати акциз. Целта е да се ограничат злоупотребите и неплащането на акциз.

Срокът за поставяне на устройствата изтече на 26.06.2010 г., след което беше удължен с една година. Компаниите на „Лукойл“ в България не изпълниха наредбата. Според закона, липсата на измервателни устройства е основание за отнемане на

лиценза за данъчен склад. С решение на директора на Агенция „Митници“ това бе направено на 27.07.2011 г. „Лукойл Нефтохим Бургас“ поиска от Административния съд – София спиране на предварителното изпълнение на решението. Съдът уважи искането, което беше потвърдено от ВАС на 10.08.2011 г. Основният мотив на съда е надделяващият обществен интерес от доставките на горива от компанията и опасността от големи загуби за българската индустрия. Това е признание за господстващо положение на „Лукойл“ на пазара на течни горива у нас – факт, който компанията продължава да отрича. Впоследствие съдът върна лиценза на „Лукойл“ и на компанията бе даден нов срок – до 30.03.2013 г., за поставяне на необходимите измервателни уреди в 276 точки за измерване. След съответните проверки на 11 април „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД получава писмо за съответствие от Агенция „Митници“, удостоверяващо, че са изпълнени изискванията на Закона за акцизите и данъчните складове, съгласно Наредба № 3 от 2011 г. Внезапна проверка на служители на агенцията в следващите два дни констатира груби нарушения: част от поставените митнически пломби са подменени; друга част от пломбите изобщо липсва; метрологичните стикери са пробити; част от поставените устройства са минали от работен в тестови режим, което позволява укриване на количества; монтирани „байпаси“ по тръбопроводите, заобикалящи измервателните уреди; част от уредите не са преминали през метрологичен контрол.

Изброените нарушения водят до укриване на големи количества течни горива. Агенция „Митници“ съобщи, че в продължение на 5 дни терминал „Росенец“ е останал без надеждно функциониращ митнически контрол, като в този период от него за изведени големи количества течни горива без върху тях да е начислен акциз. По тази причина директорът на Агенция „Митници“ на 22.04.2013 г. отне лиценза за данъчен склад на продуктопровод „Илиянци“ и на 6 бази в Централна България. На следващия ден Административният съд – София възстанови лиценза на поделенията на „Лукойл“ с мотив, че допустимото по силата на закона предварително изпълнение би причинило трудно поправима щета на компанията, но също така би и изложило на риск доставките на горива на жизненоважни за функционирането на държавата и обществото, организации и предприятия, които са от значение за националната сигурност: НСО, столичен автотранспорт, БДЖ, Министерството на образованието, младежта и науката и др. Оказва се, че господстващото положение на „Лукойл България“ ЕООД на пазара на течни горива у нас пази компанията от затваряне на данъчни складове и спиране на съоръжения, независимо от тежестта на извършените закононарушения, увреждащи интересите на държавата⁸. Оттогава до днес няма официално становище на новото ръководство на Агенция „Митници“, че всички измервателни уреди в компаниите на „Лукойл“ са монтирани след метрологичен контрол, че функционират в работен режим и са свързани в реално време с информационната система на Агенция „Митници“. Доказателство, че това не е сторено е публикуваната от МФ за публично обсъждане нова наредба⁹, с която се отменя действащата Наредба № 3. Отпада изискването за контрол и подаване на онлайн информация от тръбопроводите, от монтираните отдушници и т.н. Това се прави след като ВАС вече се произнесе, че поставянето на измервателни уреди на всички отклонения на тръбопровода е необходимо, защото той, сам по себе си, представлява данъчен склад. Наредбата се приема, въпреки, че по време на внезапните проверки през април 2013 г. бяха открити множество нарушения, водещи до укриване на голямо количество течни горива именно по продуктопровода от Бургас до Илиянци. С новата наредба върху този продуктопровод няма да бъде упражняван никакъв контрол. Това създава много голям риск от отклоняване на нерегламентирани количества течни горива, за които държавата няма да получи дължимият акциз.

3. Риск от липсата на митнически и граничен контрол на пристанище и терминал Росенец.

Терминалът в пристанище „Росенец“ създава риск за нелегален внос и износ на петролни продукти. Пристанището е отдадено на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД на концесия за 35 години и не се охранява от Гранична полиция. Охраната както на пристанището, така и на терминала, е поверена на фирмата „Агенция ЛУКОМ – А – БЪЛГАРИЯ“, тясно свързана с охранителната фирма „Агенция ЛУКОМ – А“¹⁰, регистрирана в Москва, която в официалната си страница обявява, че се грижи за охраната на всички обекти и съоръжения на „Лукойл“. Съветът на директорите на фирмата в България се състои от трима руски граждани и двама български¹¹. По такъв начин решенията на охранителната фирма се вземат с мнозинство от чужди граждани. Касае се за обект, който е пряко свързан с енергийната сигурност на страната, разположен на външна граница на ЕС и НАТО. Още повече, че енергийната сигурност е важна част от националната сигурност на всяка страна членка на съюза.

Ситуацията се усложни след като през 2011 г. бе закрито бюро на Агенция „Митници“ на терминал „Росенец“. Измерването на входа и изхода на терминала ще се извършва единствено от монтираните измервателни уреди. Остават, обаче без контрол тръбопроводите, на които могат да се направят отклонения (байпаси) преди измервателните уреди и по такъв начин нерегламентирани количества свободно ще преминават, без върху тях да се начисляват акциз и данъци. Точно такива нарушения бяха открити по време на внезапната проверка на служители на Агенция „Митници“ през април 2013 г.

На 12.03.2012 г. тогавашният министър на вътрешните работи публично потвърди¹², че няма български гранични служители на пристанище „Росенец“. Малко по-късно експерти от ЕК посетиха терминала и поискаха засилени мерки на контрол на тази външна граница на ЕС, а авторитетни западни издания¹³ определиха пристанището като анклав на Русия в страна член на ЕС.

4. Риск от неоправдано високи цени и картелиране на пазара на течни горива в страната.

Цените на масовите течни горива в страната (бензин А95 и дизел) от дълго време не следват борсовите котировки на суровия петрол. Анализът на формирането на цените на тези горива за крайните клиенти в ЕС показва, че са налице 4 основни фактора: цената на суровия петрол по борсовите котировки; стойността на ДДС за съответната страна; стойността на акциза; стойността на индустриалния марджин (рафиниране, транспорт, осигуровки, съхранение и заплати) България е сред 4-те страни с най-нисък ДДС и сред трите с най-нисък акциз върху течните горива. Въпреки това по актуални данни от втората половина на декември 2013 г., при подготвянето на този доклад, в 11 страни на ЕС цената на дизела е по-ниска от тази у нас и при 7 страни цената на бензин А95 е по-ниска от тази в България.

Причината цените на течните горива у нас да са на средноевропейско ниво, след като тежестта на акциза и на ДДС са сред най-ниските в ЕС, трябва да се търсят в другите два фактора. Нивото на индустриалния марджин у нас е сред най-високите в Съюза. Понастоящем само 3 страни имат по-висока стойност на марджина при бензин А95, отколкото у нас, а само 2 страни (!) – по-висока стойност на марджина при дизела. Няма логично обяснение как при най-ниски разходи у нас за заплати, транспорт, съхранение и реализация, индустриалният марджин има едни от най-високите нива в ЕС.

Нещо повече – в последните няколко години българската рафинерия отчита, че работи на загуба и поради това не внася корпоративен данък в хазната.

През 2011 г. тогавашният министър на икономиката, енергетиката и туризма поиска „Лукойл“ да обяви публично производствените си разходи, но ръководството на компанията заяви, че това е конфиденциална фирмена информация. Тъй като цените на дизела и бензина участват в себестойността на почти всички стоки и услуги, техните относително високи стойности създават висок риск за: загуба на конкурентоспособност на българската икономика; последваща загуба на работни места; намаляване на потреблението в страната.

В отговор на сериозните обществени съмнения относно високите цени на течни горива, през 2011 г. КЗК започна разследване срещу четири петролни компании: „Лукойл България“, „Ромпетрол България“, „Нафтекс петрол“ и „ОМВ България“ и на 16.03.2012 г. излезе с определение, че има събрани документи за евентуално „забранено споразумение и съгласувана практика за определяне на цени, които по своята цел или резултат предотвратяват, ограничават или нарушават конкуренцията на пазара за търговия на едро на бензин и дизелово гориво“. На компаниите бе даден 30-дневен срок да представят своите аргументи против това определение. Четири месеца по-късно КЗК съобщи, че компаниите мотивирано са защитили тезата, че липсва картелно споразумение и срещу тях не бяха предприети никакви санкции. Комисията отхвърли и искане на народни представители да предостави резултатите от първоначалния анализ и становищата на четирите компании.

Без резултат остана и искането да се разследва „Лукойл Ейвиейшън“ за злоупотреба с господстващо положение в търговията с авиационно гориво. КЗК отказа дори да излезе с определение, още по-малко да формулира решение по този въпрос.

Цената на течните горива пряко и много съществено влияе върху размера на огромния за България търговски дефицит в отношенията ѝ с Руската федерация, който надхвърля 4 млрд. евро, с основна роля на двата енергоносителя – природен газ и в по-голяма степен – суров петрол. В последната година България закупи от Русия около 6,5 млн. тона петрол. Ако се използва за референтна стойност цената на суровия петрол на Лондонската борса, която през месец декември е 0.5 евро/л¹⁵, се оказва, че за петрол България е похарчила през 2013 г. около 3,25 млрд. евро.

За да запази приходите си и съответно печалбата от дейността си „Лукойл“ се противопоставя на всяко решение, което намалява потреблението на петролни деривати. Въвеждане изискването за смесване на минералните горива с определен процент биогорива, което произтича от Директива 2009/28/ЕО се отлага вече три пъти, тъй като „Лукойл“ оспорва предлаганите технологични решения. В становище на МОСВ от 12.04.2011 г.¹⁶, се подкрепя отлагането до 01.09.2014 г., въвеждането на биоетанол в автомобилните бензини и се заявява, че това „се дължи най-вече на технологичната невъзможност на основния производител на течни горива в страната „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД да произвежда т. нар. базов бензин, който е пригоден за добавяне на биоетанол. Изграждането на инсталация за производството му ще приключи с края на 2014 г.“ Първоначално законът предвижда до 2012 г. (три годни след влизане в сила на Директива 2009/28/ЕО) да се въведе 2% биоетанол и всяка следваща година да нараства с 1%, за да се постигне изискването на директивата – 10% в 2020 г. Ако беше спазен първоначалният график, от началото на 2014 г. щяха да се влагат 4% биоетанол, щеше да се намали търговският дефицит с Русия и най-важното – тези 130 млн. евро щяха да останат в България (у производителите и в

държавния бюджет чрез платените данъци), щяха да се разкрият работни места и да се увеличи обработваемата площ.

Впоследствие Народното събрание прие и две поправки в Закона за движение по пътищата, които повишават консумацията на течни горива, т.е. са в полза на „Лукойл“¹⁷.

В републиканския бюджет за 2014 година са заложили приходи от акцизи и данъци, изчислени при запазено потребление и намаление на цената на суровия петрол с 4%, предвид устойчивия низходящ тренд на долара в последните месеци. Не е отчетен обаче друг много по-важен фактор – подписаният на 24.11.2013 г. в Женева съвместен план за действие от страна на Иран и шестте преговарящи с него страни (петте постоянни членове на СС и Германия). Съгласно плана в следващите 6 месеца ще бъдат преустановени санкциите срещу Иран за внос и износ на суров петрол. Големите количества, които ще бъдат предложени на световните пазари ще намалят цената на петрола значително повече от заложените в бюджета 4%. И тук възниква сериозен риск: „Лукойл“, за да запази приходите си като доставчик на суровината, да не се съобрази с бързо спадащите цени на петрола на световните борси – поведение познато от предишни периоди¹⁸. От друга страна правителството, с цел да осигури събираемост на прогнозираните акцизи и данъци – да остане безучастно към подобно непазарно задържане на цената. Негативните последици ще понесат българският бизнес, чрез загуба на конкурентоспособност и българските домакинства, чрез изкуствено поддържане на високи разходи за течни горива.

ЧАСТ III ОПИСАНИЕ НА СТРАНИТЕ

1. ОАО Лукойл

ОАО Лукойл е вертикално интегрирана компания за добив, преработка и продажба на нефт и газ¹⁹. Заема дял от 2,1% от световното производство на суров нефт²⁰. ОАО Лукойл добива 16,3% от руския суров нефт, рафинира 16,7% от руския петрол и притежава петролни рафинерии в шест страни.

В България дружеството притежава шест компании²¹, по-важните от които са:

Наименование	Основна дейност	Собственик	Управител/ представител
Лукойл – България ЕООД	Продажба и разпространение на петролни продукти, изграждане и управление на мощности за производство, преработка и реализация на петролни продукти.	Лукойл Юрп Холдингс ООД	Валентин Василев Златев
Лукойл Нефтохим Бургас АД	Преработка на нефт, производство на нефтопродукти, нефтохимически продукти.	Лукойл Юрп Холдингс ООД (93%)	Сергей Михайлович Андронов
Лукойл Ейвиейшън България ЕООД	Търговия на едро с твърди, течни и газообразни горива и подобни продукти	Лукойл Ейвиейшън Б.В. - Холандия	Владимир Александрович Браун
Лукойл Енергия и Газ България ЕООД	Производство на електрическа и топлинна енергия	Лукойл Юрп Холдингс Б.В.	Аркадий Фридрихович Чуркин

2. Агенция "Митници"

Агенцията е структура към министъра на финансите. Основните ѝ функции са: управление на митническата администрация; управление на събиране на вземанията при внос и износ на стоки и от акциз при сделки в страната; осъществяване на държавната политика в областта на противодействието на митническите, валутни и акцизни нарушения.²²

От август 2009 г. до юли 2013 г. директор на агенцията е Ваньо Танов, бивш директор на Националната служба „Борба с организираната престъпност“ в МВР²³. Директор на агенцията от 11.11.2013 г. е Павел Тонев²⁴, бивш митнически служител и консултант в областта на митническото и акцизното законодателство.

3. Комисия за защита на конкуренцията

КЗК по закон е независим орган, който следи за спазването на закона за конкуренцията, закона за държавните поръчки и закона за концесиите. Комисията осъществява сътрудничество с Главна дирекция „Конкуренция“ и с органите по защита на конкуренцията на останалите държави членки на ЕС. В правомощията ѝ влизат произнасяне по жалби за незаконосъобразност на решения, по действия, свързани с процедури по отдаване на концесия и възлагане обществени поръчки и може да налага временни мерки по спиране на такива процедури. Комисията може по своя инициатива да предприема проверки за непозволено поведение и да изисква прекратяването му.

Председател на Комисията е Петко Николов, бивш председател на надзорния съвет на Агенцията за приватизация.²⁵

ЧАСТ IV ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЗА ВЪЗДЕЙСТВИЕ ЗА ПРЕДОТВРЯВАНЕ НА РИСКА

Ниво на риск	Източник на риск	Действия за управление на риск
Високо	Закон за акцизите и данъчните складове (ЗАДС) и Закон за запасите от нефт и нефтопродукти (ЗЗННП)	<p>Цялостно транспониране на Директива 2008/118/ЕО в ЗАДС и ЗЗННП:</p> <ul style="list-style-type: none"> - разрешаване използването на данъчни складове за течни горива в други страни от ЕС за последваща търговска реализация в България. - създаване на възможност за сключване на двустранни правителствени споразумения с други страни от ЕС за взаимно съхранение на течни горива на тяхна територия. - създаване на възможност правителството да отдава под наем ненужна/ излишна складова база за търговско съхранение на течни горива с цел насърчаване на конкуренцията на пазара на горива.

Високо	Решение на Административен съд – София-град за спиране на предварителното изпълнение на Заповед за отнемане на лиценза на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД	При разглеждане на делото по същество, представяне на убедителни доказателства от Агенция „Митници“ за тежките закононарушения на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД
Високо	Решение на МФ за закриване на митническо бюро на терминал „Росенец“	Разкриване на ново митническо бюро и непрекъснат контрол на съоръженията на терминала и монтираните измервателни уреди.
Високо	Решение на МВР за преустановяване на дежурствата на Гранична полиция на пристанище „Росенец“	Възстановяване на 24-часов контрол на морската граница на България в района на пристанище „Росенец“ от служителите на Гранична полиция.
Средно	Решение на КЗК за липса на картелно споразумение на пазара на течни горива	Разкриване на нова процедура: - Извършване на задълбочен секторен анализ на пазара на течни горива, чрез събиране на нови доказателства. - излизане с ново решение, въз основа на извършения секторен анализ - при решение за картелно споразумение - смяна на състава на КЗК, който не е защитил с предишно споразумение конкуренцията на пазара на течни горива.
Високо	Отказ на КЗК да разследва злоупотребите с господстващо положение на пазара на течни горива	Същностна промяна на ЗЗК, чрез въвеждане на: - механизъм за превенция на злоупотребите срещу конкуренцията. - определение на понятието „господстващо положение“ - засилен контрол върху компаниите с господстващо положение на пазара - пълна прозрачност на дейността и решенията на КЗК
Високо	Наредба за специфичните изисквания и контрола осъществяван от митническите органи върху средствата за измерване и контрол на акцизни стоки	Запазване действието на Наредба №3 от 19.02.2012 г.
Високо	Бюджет на Република България за 2014 г., със заложените прогнозни цени на петрола	Контрол от КЗК и КЗП върху цената на вноския петрол и предприемане на действия за защита на бизнеса и домакинствата при наличие на отклонения спрямо цената на петрола на европейските борси. Актуализация на приходната част на бюджета, при силен спад на цената на суровия петрол.

БЕЛЕЖКИ

¹ чл. 46. (1) (Изм. - ДВ, бр. 105 от 2006 г., в сила от 01.01.2007 г.) При режим отложено плащане на акциз по смисъла на този закон временно се отлага облагането с акциз на стоки при тяхното производство, въвеждане или внасяне на територията на страната.

(2) Режим отложено плащане на акциз се прилага от лицензиран складодържател при:

1. производството на акцизни стоки в данъчен склад;
2. складирането на акцизни стоки в данъчен склад;
3. движението на акцизни стоки.

² § 9. До влизане в сила на акта за издаване на лиценз за управление на данъчен склад или на отказа за неговото издаване, заварените към 1 януари 2006 г. производители на акцизни стоки, които подадат до 1 март 2006 г. искане за лицензиране, продължават дейността си по реда на този закон като лицензирани складодържатели.

³ Писмен отговор на въпрос на народен представител Иван Иванов от министъра на финансите Симеон Дянков. (стр. 20)

⁴ „Без да се засягат разпоредбите на член 36, Параграф 1, когато акцизни стоки, които вече са били освободени за потребление в една държава - членка, се държат за търговски цели в друга държава - членка, за да бъдат доставени или използвани в нея, те се облагат с акциз, който става дължим в тази друга държава членка.“

⁵ „Държавите членки приемат и публикуват, най-късно до 1 януари 2010 г., законовите, подзаконовите и административните разпоредби, необходими, за да се съобразят с настоящата директива, с действие от 1 април 2010 г. Те незабавно уведомяват Комисията за текста на тези закони, подзаконови и административни разпоредби и прилагат таблица на съответствието между тези разпоредби и настоящата директива. Когато държавите-членки приемат тези мерки, в тях се съдържа позоваване на настоящата директива или то се извършва при официалното им публикуване. Условието и редът на позоваване се определят от държавите-членки.“

⁶ „Чл. 1. (1) С този закон се уреждат обществените отношения, свързани със създаването, съхраняването, обновяването, ползването и възстановяването на запаси за извънредни ситуации от нефт и нефтопродукти и целеви запаси от нефтопродукти, както и се въвеждат необходимите процедури за преодоляването на евентуален сериозен недостиг.
(2) Запасите по ал. 1 имат за цел да осигурят снабдяването с течни горива в случаите на затрудняване на доставките или значимо прекъсване на снабдяването с нефт и нефтопродукти в страната, в другите държави – членки на Европейския съюз, и/или съгласно влязло в сила решение на Международната агенция по енергетика за отпускане на запаси.“

⁷ <http://reg.cpc.bg/Decision.aspx?DecID=300029954>

⁸ <http://info.mitnica.com/index.php?p=news&src=5244>

⁹ <http://www.minfin.bg/bg/page/578#2014>

¹⁰ <http://www.tc-lukom-a.ru/about/>

¹¹ Петър Бакалов – юрист от Бургас и Павлин Димитров – бивш Главен секретар на МВР и впоследствие заместник – министър на вътрешните работи, започнал кариерата си като началник на РПУ – Правец по времето, когато кмет на града е бащата на изпълнителния директор на „Лукойл България“ ЕООД.

¹² Писмен отговор на въпрос на народен представител Лъчезар Тошев от министъра на вътрешните работи Цветан Цветанов. (стр. 26)

¹³ http://www.lexpress.fr/actualite/monde/ce-si-curieux-port-bulgare_1103363.html

¹⁴ Europe Energy Portal

¹⁵ Europe Energy Portal

¹⁶ Писмен отговор на въпрос на народен представител Иван Иванов от министъра на околната среда и водите Нона Караджова. (стр. 22)

¹⁷ рискованото увеличаване на допустимата скорост по магистралите от 130 на 140 км/ч и ненужното въвеждане на включени светлини през летните месеци на годината. И двете поправки бяха гласувани въпреки отрицателите становища на компетентния орган – КАТ и Пътна полиция

¹⁸ Например на 27.07.2008 г. цената на петрола достигна връх от 147 долара за барел. Тогава у нас цената на литър бензин А95 беше 2,49 лв./литър. Три години по-късно на 08.03.2011 г. цената на суровия петрол на Лондонската борса беше 115 долара за барел (32 долара по-ниско), а у нас цената на бензина беше без промяна - 2,49 лв./литър.

¹⁹ Компанията е създадена през 1991 г., след разпадането на СССР по идея на тогавашния зам.- министър по производството на петрол Вагит Алекперов, който оглавява компанията и до днес.
http://www.dnevnik.bg/print/arhiv_pari/2011/03/22/1362836_koia_e_tazi_kompaniia/

²⁰ http://www.lukoil.com/static_6_5id_29_.html

²¹ По данни от Търговския регистър

²² <http://customs.bg/bg/page/150>

²³ По време на неговото управление, Агенция „Митници“ отнема на два пъти лиценза на „Лукойл България“ за данъчен склад с мотиви, свързани с липсата на устройства за измерване и контрол на местата за въвеждане и извеждане на енергийни продукти във и от нефтопровода към или от прилежащите му складови бази, част от данъчния склад. http://www.capital.bg/politika_i_ikonomika/bulgaria/2013/04/22/2046698_lukoil_otnovo_zagubi_mitnicheski_licenz/

²⁴ <http://customs.bg/bg/page/314>

²⁵ <http://www.cpc.bg/General/Commission.aspx>

<http://www.minfin.bg/bg/page/578#2014>

**РИСКОВЕ, ПРОИЗТИЧАЩИ ОТ РЕШЕНИЕТО НА ДКЕВР ЗА
ЦЕНИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯТА ОТ 1 ЯНУАРИ 2014**

**МЕЖДИНЕН ДОКЛАД С ПРОГНОЗА И
ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЗА ВЪЗДЕЙСТВИЕ**

ЯНУАРИ 2014

доц. д-р Иван Н. Иванов



Този доклад анализира рисковете, произтичащ от намалението на цената на електрическата енергия, в сила от 1 януари 2014 г. При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада. Анализът и прогнозата не изразяват политически пристрастия; не третират положително или отрицателно политическата констелация; не дават аргументи за ползата или за вредата от нея.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира, освен за изследователски и учебни цели - докладът не е част от публичния, а от академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.



РЕЗЮМЕ

Риските, свързани с третото за 2013 г. намаляване на цената на електрическата енергия произтичат от силната политическа намеса в дейността и решенията на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) при липсата на законови гаранции за нейната независимост, от честата смяна на нейния състав и от неравнопоставеното третиране на участниците в електроенергийния сектор.

В доклада се определят собствениците на рисковете: МС, НС и ДКЕВР, и са посочени последиците – настоящи и възможни в бъдеще – от рисковите събития.

Накрая са предложени въздействия за активно управление на риска. Те са свързани с промяна на избора, назначението и изискванията за заемане на длъжности в ДКЕВР, промяна на модела на ценообразуване, гарантиране на необходимите разходи за поддържане и развитие на енергийната инфраструктура и създаване на стимули за бързо развитие на енергийната ефективност.



ВЪВЕДЕНИЕ

Първо. Основният и първичен рисков фактор, вследствие на който се появяват негативни въздействия върху регулираните сектори, е наличието на текстове в Закона за енергетиката, които не гарантират независимост на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране. Съгласно Закона¹, Комисията се избира с решение на Министерския съвет и се назначава от министър-председателя. Това определя зависимостта ѝ от изпълнителната власт. В допълнение, с последните изменения от 2012 г., изискванията на Закона за заемане на длъжността „член на комисията“ са силно занижени (чл. 12), което позволява лица без необходимия опит и квалификация да взимат решения с ключово значение за енергийния сектор и икономиката.

Второ. ДКЕВР бе силно дестабилизирана от това, че за една година бяха извършени пет смени на нейния председател. Това доказва зависимостта на регулатора от политическите назначения и поставя под съмнение възможността той да взима решения, които балансират интересите на производителите, операторите на преносната мрежа, доставчиците и потребителите на енергия. Последната промяна, свързана с оставката на Анжела Тонева и назначаването на Боян Боев, предшества с няколко дни третото за годината намаление на цената на електрическата енергия. Оставката създава основателни съмнения, че е било налице несъгласие на сменения председател с намалението на цената, а това на свой ред поставя под съмнение професионалните аргументи за това решение на ДКЕВР.

Трето. Самото влязло в сила от 01.01.2014 г. последно намаление на цените на електрическата енергия създава много сериозен риск за електроенергийната система. Подобни чести промени на цената са резултат от действието на чл. 31а от Закона за енергетиката, който допуска ДКЕВР да изменя цените на електрическата енергия по своя преценка по всяко време, вместо веднъж в рамките на регулаторния период. Сама по себе си нестабилността на цените е съпътстваща заплаха за системата.

Четвърто. Поредното намаление на цените на електрическата енергия е за сметка на приходите на електроразпределителните дружества и на Електроенергийния системен оператор. То става в условия на намаляващо се потребление и приходи. Нормалната пазарна логика изисква промените в цените да отразяват специфичните фактори по веригата от генерацията до потреблението, свързани с търсенето, предлагането, цените на ресурсите, инвестициите и т.н. Административното решение кара определена група участници на пазара да поемат върху себе си финансовите последици и поставя под съмнение цялостното функциониране на сектора.

Собственик на първите два основни риска е Министерският съвет, който по закон и по своя преценка определя състава на ДКЕВР.

Собственик на третия и четвъртия риск е ДКЕВР, която е натоварена да взима решения, свързани с регулиране на цените на електрическата енергия и функционирането на електроенергийния пазар. Ролята на регулатора е да подпомага развитието на ефикасен пазар, като основно не допуска злоупотреба с господстващо положение на никой участник в сектора. Конкурентният пазар създава стимули за ефикасно функциониране на електроенергийната система, взимането на по-ефикасни решения от пазарните субекти, които са свързани както с транзакциите помежду им, така и с обема, времето, мястото на инвестициите и технологиите, които използват. Тези решения имат пряко отражение върху икономиката и националната сигурност.

ЧАСТ I ХРОНОЛОГИЯ НА СЪБИТИЯТА

Дата	Събитие	Длъжностно лице/Компания
05.03.2013 г.	Решение на ДКЕВР Ц-13 от 05.03.2013 за изменение на цените на електрическата енергия.	ДКЕВР Правителство на Бойко Борисов
29.07.2013 г.	Решение на ДКЕВР Ц-25 от 29.07.2013 г., относно утвърждаване на цени на електрическата енергия в сектор „Електроенергетика“, в сила от 01.08.2013 г.	ДКЕВР Правителство на Пламен Орешарски
28.11.2013 г.	Министър Стойнев обявява, че правителството обмисля трето понижение на цените на електрическата енергия	Драгомир Стойнев Министър на икономиката и енергетиката
10.12.2013	Председателят на ДКЕВР Анжела Тонева подава оставка	Анжела Тонева Председател ДКЕВР
11.12.2013 г.	Министърът на икономиката и енергетиката Драгомир Стойнев обявява, че Боян Боев за председател на ДКЕВР до края на мандата на Анжела Тонева	Драгомир Стойнев Министър на икономиката и енергетиката
11.12.2013 г.	Председателят на постоянната парламентарна комисия за наблюдение на ДКЕВР обявява, че има „политическо решение за търсене на резерви за понижаване на цените на тока“.	Красимир Янков / НС

30.12.2013 г.	Решение на ДКЕВР за понижаване на цените на електрическата енергия, влизащо в сила от 01.01.2014	ДКЕВР Правителство на Пламен Орешарски
---------------	--	---

ЧАСТ II РИСКОВЕ

1. Политически мотивирани решения, които без валидни финансови и икономически аргументи създават нереалистични обществени очаквания за последващи намаления на цената на електрическата енергия.

В рамките на една календарна година цената на електроенергията беше намалена 3 пъти – на 5 март, 29 юли и 30 декември 2013 г. Намаленията бяха извършени от различни правителства, с различни партийни конфигурации, заради краткосрочни политически цели в година на избори. Третото поредно намаляване на цената на електрическата енергия в рамките на една година създава у хората трайни нагласи за последващи намаления на цената, което се подхранва и от изказване на длъжностни лица. Поради неизбежната необходимост цената в следващ период да бъде увеличена има опасност от възникването на сериозно обществено напрежение, при такова действие. Това е обществено-политически риск, който надхвърля мащабите на енергийния сектор. Практиката в страните от ЕС е коренно различна: цените на електроенергията са разходно ориентирани и се определят от конкурентната среда на енергийната борса, а социално слабите домакинства, съгласно критерия за енергийна бедност се подпомагат чрез енергийни помощи, съобразно нуждите и цената на тока.

Причина за възникването на риска е наличието на политически натиск при вземане на решения в ДКЕВР. Намесата в работата на регулатора е в разрез със Закона за енергетиката – чл. 10 (2) и Устройствения правилник на ДКЕВР – чл. 2 (1), които определят Комисията като „независим специализиран държавен орган“.

2. Рязко намаляване на средствата за реализиране на инвестиционната програма на енергийните дружества.

Извършените през годината промени на цената на тока не почиваха на икономически аргументи и в резултат сериозно застрашиха финансовата стабилност на дружествата от енергийния сектор. При това, докато първите две намаления на цената с общо около 10% имат определен ефект върху сметките на потребителите, то третото намаление с 1% за бита и с 1,5% за бизнеса няма реално отражение върху разходите за електроенергия. Обаче отнетите средства от енергийните дружества в резултат на това намаление принуждават компаниите рязко да ограничат своята инвестиционна и ремонтна дейност. Има опасност да не бъде гарантирано минималното ниво на сигурност на съоръженията. Това крие голям риск от завишена аварийност и нарушаване на безопасността.

3. Липсват средства, с които Електроенергийния системен оператор (ЕСО) да поддържа и развива преносната мрежа.

Съгласно решението на ДКЕВР, цената за достъп до преносната мрежа високо напрежение, която се управлява от ЕСО, се намалява с близо 50% от 01.01.2014 г. ЕСО отговаря за надеждното функциониране, експлоатация и поддръжка на мрежата

високо напрежение. Драстичното намаляване на цената на достъп поставя под съмнение възможността от финансово обезпечаване на тези дейности и създава риск от влошено качество на електроенергията, аварии и забавяне на модернизацията на системата за пренос.

Министър Стойнев² заяви, че намаляването на такса пренос ще доведе до рязко увеличаване на износа на електрическа енергия. Това е невъзможно по четири причини:

- търговските договори за износ на електрическа енергия са предварително сключени и не могат да се договарят текущо или в рамките на много кратки срокове;
- липсват конкретни данни за увеличени нужди от електрическа енергия в региона, които да потвърждават предвиждането за увеличен износ;
- капацитета на връзките на електропреносната система с мрежите на съседните държави не позволява удвояване на износа;
- намаляването на оперативните средства на ЕО допълнително ще затруднят инвестиционната програма за увеличаване на капацитета на тези връзки.

Мрежите за пренос и разпределение на енергия са поставени на все по-големи изпитания, вследствие на сезонните и регионалните колебания, от ефекта на екстремните метеорологични събития³ и от резките колебания на товара. Решението за намаление на нощната тарифа на тока с 10%, което би трябвало да балансира в известна степен потреблението на енергия в рамките на денонощието, ще остане без резултат, защото у нас не са въведени и поддържани гъвкави мрежи, които да преодоляват силните колебания в енергийния сектор със съществен икономически ефект⁴. В Третия национален план за действие по измененията на климата, с цел намалението на парникови емисии е посочено: „енергийна ефективност при транспортиране на енергия и въвеждане на „умни“ мрежи и съоръжения за съхранение на енергия“⁵. Съществува сериозен риск заложената цел от 30% по-ниски загуби при транспортиране, да не бъде постигната, при рязкото намаляване на инвестиции в електроенергийната мрежа, поради решението на ДКЕВР.

4. Рязко намаляване на доверието на инвеститорите и потребителите в страната

Честите промени на цените на електрическата енергия, взети в резултат на политически решения, може да се отрази негативно както на доверието на външните инвеститори в енергийния сектор, както и се отразяват негативно на потребителите в страната. Доклад на Световната банка за оценка на състоянието на енергийния сектор от 2013 г.⁶ посочва, че гражданите в България като цяло нямат доверие в управлението на енергийните компании, секторът има голяма финансова задлъжнялост и има необходимост от засилване на доверието, независимостта и ролята на енергийния регулатор, както и елиминиране на стимулите, водещи до неефекасни инвестиции и извличане на ренти.

Според Международния индекс на рисковете за енергийна сигурност на Института за енергетика на 21-ви век⁷, България има коефициент 1941 за 2010 г. при среден за държавите от ОИСР 988. Това означава, че страната е два пъти по-несигурна от

средното за развития свят, като сходни показатели, от страните без особено големи собствени енергийни източници, имат Беларус (1792) и Северна Корея (1985).

5. *Неизпълнение на програмата за енергийна ефективност.*

Намаляването на цената на електроенергията не стимулира нейното икономично и ефективно оползотворяване. Политически мотивираното и не почиващо на обективно намаляване на производствената цена и цената на енергийните ресурси понижение на цените на електрическата енергия пречи на подобряването на енергийната ефективност на икономиката. По данни на Евростат, българската икономика продължава да бъде с най-голяма енергийна интензивност в ЕС, с потребление от 671 кг. петролен еквивалент за 1000 € от БВП за 2010 г.⁸ Средното ниво на енергийна ефективност за държавите от ЕС е 152 кг. петролен еквивалент за 1000 € от БВП, или близо четири и половина пъти по-малко.

Както бе отбелязано, понижението на цените не може да бъде трайно и неминуемото възстановяване на цената до икономически рационални нива ще бъде шок за ниско енергийно ефективната икономика и домакинства, което ще доведе в близко бъдеще до загуба на конкурентоспособност, благосъстояние, работни места и снижаване на жизнения стандарт.

6. *Неправомерно третиране на участниците на енергийния пазар.*

Цената на тока, продаван от НЕК, се увеличава от 01.01.2014 г. с 5%, с цел да се подпомогне влошената платежоспособност на дружеството вследствие на проектите „Белене“ и „Цанков камък“. По този начин, щетите от взетите политически решения за осъществяване на тези проекти, ще бъдат поети от потребителите. Намаляват се технологичните разходи на ЕРП до 9%, без да се докаже, че има основателни аргументи за това: намаляване на загубите по енергопреносната мрежа, кражбите и аварията. До първото намаление на цената на електрическата енергия на 5-ти март 2013 г., технологичният разход на енергоразпределителните дружества бе 15%, след което той бе последователно намален на 11% и 9%.

От намаляването на таксата за пренос с близо 50% основен печеливш ще бъдат търговците износители на енергия, които имат договори при стари цени за пренос и ще реализират значителни допълнителни печалби от получаващата се разлика между предвидените и реално намалените такси.

От друга страна, икономически необоснованото намаляване на цената на електроенергията води до отлив на потребители на други енергоизточници, преди всичко на природен газ, чиято ефективност на използване като първичен ресурс е в пъти по-висока от тази на електроенергията. Това допълнително увеличава енергоемкостта на страната и същевременно създава финансови проблеми на редица енергийни дружества.

ЧАСТ III ОПИСАНИЕ НА СТРАНИТЕ

1. Министерство на икономиката и енергетиката

Според Закона за енергетиката, Министерството провежда енергийната политика на Република България, под ръководството на Министерския съвет и съгласно приетата

от Народното събрание Енергийна стратегия. Министърът разработва краткосрочните, средносрочните и дългосрочни енергийни баланси; определя и следи по определени показатели стратегическите обекти от национално значение в енергетиката; защитава сигурността на енергийните доставки, определя квоти за задължително изкупуване на енергия от производители, ползващи местни първични източници на гориво; определя задължителните резерви на горива и др. Персоналната отговорност от 21.05.2013 г. носи министър Драгомир Стойнев⁹.

2. ДКЕВР

Държавната комисия за енергийно и водно регулиране е създадена през 1999 г. Съгласно закона за енергетиката, Комисията осъществява регулиране на цените на топлинната и електрическа енергия и природния газ; издава, изменя, допълва, спира, прекратява и отнема лицензи за производство, разпределение, съхранение, търговия на енергия, обществено снабдяване и транзитен пренос на природен газ¹⁰. Комисията определя допустимите размери на технологични разходи на електрическа енергия при производство, пренос и разпределение; определя разполагаемостта и техническите параметри за производство на електрическа енергия; одобрява общите условия на договорите в енергетиката, правилата за достъп до електро- и газопреносната система, провежда конкурси за изграждане на нови енергийни мощности, изработва и следи за спазване на условията за снабдяване на електрическа енергия, издава сертификати за зелена енергия.

ДКЕВР е колегиален орган, състои се от 7 члена, включително председателя¹¹, който от 11.12.2013 г. е Боян Боев¹².

ЧАСТ VI ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЗА ВЪЗДЕЙСТВИЯ ЗА ПРЕДОТВРЯВАНЕ НА ВИСОКИТЕ НИВА НА РИСК

Източник на риск	Действия за управление на риск
Закон за енергетиката, който определя избора, назначението, изискванията за заемане на длъжност за председателя и членовете на ДКЕВР. (чл. 10, 11, 12, 13)	ЗИД на Закона за енергетиката, който дава приоритет на противодействието на злоупотребите с господстващо положение, променя начина на избор и повишава изискванията за заемане на длъжност председател и член на ДКЕВР. Гарантира независимостта на регулатора от политическа намеса в дейността му.
Модел на ценообразуване в енергетиката.	Изработване на нов модел на ценообразуване, основан на доказана себестойност на разходите за производство и пренос на електрическа енергия.
Промяна на отношенията между участниците и потребителите в електроенергетиката	Ускорено изграждане на национална енергийна борса.
Влошено състояние на преносната мрежа.	Възстановяване на необходимите разходи за поддръжка на енергопреносната мрежа и увеличаване на капацитета за трансграничен пренос.

Източник на риск	Действия за управление на риск
Изооставане в националната програма за повишаване на енергийна ефективност.	Създаване на екшън план и стимули – включително чрез ценовия механизъм – за ускорено подобряване на енергийната ефективност в индустрията и в битовото потребление.

БЕЛЕЖКИ

¹ <http://www.mi.government.bg/library/index/download/lang/bg/fileId/256>

² <http://www.mi.government.bg/bg/news/dragomir-stoinev-tryabva-da-bade-otpushen-iznosat-na-tok-1209.html?p=eyJwZXJpb2QiOiIwIiwia2V5d29yZHMhOiJcdTA0MWFcdTA0M2JcdTA0NGVcdTA0ND-dcdTA0M2VcdTA0MzJcdTA0MzAgXHUwNDM0XHUwNDQzXHUwNDNjXHUwNDMwIiwib3JkZXIiOiIwIiwieWVhcnI6IjIwMTMiLCJtb250aCI6IjYiLCJwYWdlIjozfQ==>

³ ec.europa.eu/clima/policies/adaptation/what/docs/swd_2013_137_en.pdf, стр. 12

⁴ http://energy.gov/sites/prod/files/2013/08/f2/Grid%20Resiliency%20Report_FINAL.pdf

⁵ <http://www.strategy.bg/FileHandler.ashx?fileId=2355>

⁶ http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSPContentServer/WDSP/IB/2013/05/30/000356161_20130530122419/Rendered/PDF/781130WP0Box370essment00May270final.pdf

⁷ www.energyxxi.org/sites/default/files/InternationalIndex2012.pdf

⁸ http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/images/d/d3/Consumption_of_energy_YB2013.xls

⁹ магистър по икономика от Университета Париж 1 Пантеон - Сорбона, Франция и бивш народен представител в 41-то народно събрание. <http://www.mi.government.bg/bg/teams-minister-1/dragomir-stoinev-21.html>

¹⁰ <http://www.dker.bg/pagebg.php?P=370>

¹¹ Закон за енергетиката (чл.11, ал.1)

¹² бивш изпълнителен директор на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, директор на дирекция „Финансово-икономическа“ в ТЕЦ „Марица Изток 2“. Боян Боев е магистър по икономика, счетоводство и контрол от ВТУ „Св. Св. Кирил и Методий“. <http://www.government.bg/cgi-bin/e-cms/vis/vis.pl?s=001&p=0228&n=5420&g=>

РИСКОВЕ, ПРОИЗТИЧАЩИ ОТ НАМАЛЕНИЕТО НА ЦЕНИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯТА

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Основният и първичен рисков фактор, вследствие на който се появяват негативни въздействия върху регулирания сектор на енергетиката, е наличието на текстове в Закона, които не гарантират независимост на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране. Съгласно Закона, Комисията се избира с решение на Министерския съвет и се назначава от министър-председателя, което предопределя политическата зависимост на регулатора.

ДКЕВР бе силно дестабилизирана от това, че за една година бяха извършени пет смени на нейния председател. Последната промяна: оставката на Анжела Тонева и назначаването на Боян Боев предшества с няколко дни третото за годината намаление на цената на електрическата енергия. Това създава съмнения, че е било налице несъгласие на сменения председател с намалението на цената, а това на свой ред поставя под съмнение независимият и обективен характер на решенията на ДКЕВР.

Влязло в сила от 01.01.2014 г. последно намаление на цените на електрическата енергия създава много сериозен риск за електроенергийната система. Това е възможно, защото Законът за енергетиката (чл.31) допуска ДКЕВР да изменя цените на електрическата енергия по своя преценка по всяко време, вместо веднъж в рамките на регулаторния период. Сама по себе си нестабилността на цените е съпътстваща заплаха за електроенергийната система.

Намалението на цените на електрическата енергия е за сметка на приходите на електроразпределителните дружества и на Електроенергийния системен оператор (ЕСО). То става в условия на намаляващи потребление и приходи и против пазарната логика.

Собственик на първите два основни риска е Министерският съвет, който по закон и по своя преценка определя състава на ДКЕВР. Собственик на третия и четвъртия риск е ДКЕВР, която е натоварена да взема решения, свързани с регулиране на цените на електрическата енергия и функционирането на електроенергийния пазар.

Рискове, произтичащи от намалението на цените на електроенергията са следните:

Първо, цената на електрическата енергия се изменя в резултат на политически мотивирани решения. В рамките на 2013 г. цената на електрическата енергия бе намалена на три пъти, при трима различни председатели на ДКЕВР, назначени от различни правителства. Това решение създава у хората трайни нагласи за последващи намаления на цената, което се подхранва и от изказване на длъжностни лица. Поради неизбежната необходимост цената в следващ период да бъде увеличена, има опасност от възникването на сериозно обществено напрежение в бъдеще, когато това решение бъде ревизирано.

Липсата на реална независимост на ДКЕВР е обществено-политически риск, който надхвърля мащабите на енергийния сектор. Причина за възникването му е наличието на политически натиск при вземане на решения в ДКЕВР, в разрез със Закона за енергетиката (чл. 10, ал.2), които определят Комисията като „независим специализиран държавен орган“.

Второ, рязко намаляват средствата за реализиране на инвестиционните програми на енергийните дружества. Вземаните решения за намаляване на цената на електрическата енергия не са в резултат от намаление на цената на енергийните ресурси, по-ефективно производство или намаляване на загубите и кражбите. Те са за сметка на намаляване на признатите технологични загуби на тези дружества, което ще ги принуди да намалят средствата за инвестиции и ремонтни дейности. Това ще влоши качеството на предоставяната от тях услуга.

Трето, липсват средства, с които Електроенергийния системен оператор поддържа и развива преносната мрежа. Съгласно решението на ДКЕВР, цената за достъп до преносната мрежа високо напрежение, която се управлява от ЕСО, се намалява с близо 50% от 01.01.2014 г. ЕСО отговаря за надеждното функциониране, експлоатация и поддръжка на мрежата високо напрежение. Драстичното намаляване на цената на достъп поставя под съмнение възможността от финансово обезпечаване на тези дейности и създава риск от влошено качество на електроенергията, аварии и забавяне на модернизацията на системата за пренос.

Четвърто, рязко намалява доверието на инвеститорите и потребителите в страната. Честите промени на цените на електрическата енергия, взети в резултат на политически решения се отразяват негативно както на доверието на външните инвеститори, така и на потребителите в страната. Доклад на Световната банка за оценка на състоянието на енергийния сектор от 2013 г. посочва, че гражданите в България като цяло нямат доверие в управлението на енергийните компании, секторът има голяма финансова задлъжнялост и има необходимост от засилване на доверието, независимостта и ролята на енергийния регулатор, както и елиминиране на стимулите, водещи до неефикасни инвестиции и извличане на ренти.

Според Международния индекс на рисковете за енергийна сигурност, страната е два пъти по-несигурна от средното ниво на ОИСР, като сходни показатели имат Беларус и Северна Корея.

Пето, няма да се изпълни програмата за енергийна ефективност. Намаляването на цената на електроенергията не стимулира нейното икономично и ефективно оползотворяване и пречи на повишаването на енергийната ефективност. По данни на Евростат, българската икономика продължава да бъде с най-голяма енергийна интензивност в ЕС, с потребление от 671 кг. петролен еквивалент за 1000 € БВП за 2010. Средното ниво на енергийна ефективност за държавите от ЕС е 152 кг. или близо четири и половина пъти по-малко.

Както бе отбелязано, понижението на цените не може да бъде трайно и неминуемото възстановяване на цената до икономически рационални нива ще бъде шок за ниско енергийно ефективната икономика и домакинства, което ще доведе в близко бъдеще до загуба на конкурентоспособност, благосъстояние, работни места и снижаване на жизнения стандарт.

Шесто, неравнопоставено се третират участниците на енергийния пазар. Цената на тока, продаван от НЕК, се увеличава от 01.01.2014 г. с 5%, с цел да се подпомогне влошената платежоспособност на дружеството, вследствие на проектите „Белене“ и „Цанков камък“. По този начин щетите от взетите политически решения за осъществяване на тези проекти ще бъдат поети от потребителите. Намаляват се технологичните разходи на ЕРП до 9%, без да се докаже, че има основателни аргументи за това: намаляване на загубите по енергопреносната мрежа, кражбите и аварията. От намаляването на таксата за пренос с близо 50% основен печеливш ще бъдат търговците износители на енергия, които имат договори при стари цени за пренос и ще реализират значителни допълнителни печалби от получаващата се разлика между предвидените и реално намалените такси. Икономически необоснованото намаляване на цената на електроенергията води до отлив на потребители на други енергоизточници, чиято ефективност на използване като първичен ресурс е в пъти по-висока от тази на електроенергията. Това увеличава енергоемкостта на страната и създава финансови проблеми на редица енергийни дружества.

**„ЮЖЕН ПОТОК“:
ПРОТИВОРЕЧИЯТА БРЮКСЕЛ – МОСКВА**

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Според Брюксел, „Южен поток“ не съответства на европейското законодателство.

България се е поставила в зависимо и тежко положение с договарянето на строителството на газопровода и с подписването на договор за инженеринг, доставка и строителство на тръбата; нарушила е националното и европейско законодателство.

Анализирани са породените проблеми от предприетите действия, реакциите на Европейската комисия и на Руската федерация и е адресирана политическата отговорност за нанесените икономически и политически вреди.

ПРОТИВОРЕЧИЯТА „ЮЖЕН ПОТОК“

Първият етап на разговорите между комисаря по енергетиката на ЕС и руския министър на енергетиката се състояха на 17 януари 2014 г. в Москва¹; за първи път се проявиха различията в позициите: сключените споразумения за изграждане на газопровода „Южен поток“ не съответстват на европейското законодателство²; Третият либерализационен пакет не може да се предоговаря³ за целите на „Газпром“, както предлага руската страна; създадената Работна група⁴ трябва да обсъди всички правни и технически въпроси, свързани с проекта: междуправителствените споразумения, тържните процедури и процедурите по ОВОС⁵.

Специалният пратеник на Русия в ЕС заявява на 14 януари, че трябва да се направят изключения и отстъпки от законодателството на общността по отношение на проекта „Южен поток“⁶: „Третият либерализационен пакет не е най-доброто откритие на ЕС... спецификата на трансграничните енергийни проекти е в това, че те не могат да се базират на вътрешното законодателство на ЕС“. Той е цитиран да казва и следното: „страните, които са подписали споразумението за изграждане на газопровода, са имали предвид последствията и усложненията, които мога да възникнат“⁷. Както бе споменато, от Европейската комисия заявяват, че предоговарянето на Третия либерализационен пакет не е възможно. Комисарят по въпросите на конкуренцията подчертава, че е необходима активна позиция за преодоляване на съпротивата за изграждане на свободен пазар, особено в някои сектори, включително и енергетиката⁸.

След проведените на 17 януари разговори, руските медии интерпретират взетото решение като отстъпление на Комисията⁹; решението за сформирание на работна група се представя като отказ от заявената позиция¹⁰. Само вестник „Комерсант“ твърди, че в резултат на проведените преговори не е постигнат компромис по нито една точка, а взетото решение за създаването на работна група е лишено от конкретни параметри, свързани с обхвата на решаваните от нея проблеми, сроковете и състава ѝ¹¹.

ПРОЕКЦИЯ НА ПРОТИВОРЕЧИЯТА ЗА БЪЛГАРИЯ

1. Възраженията на Брюксел проявяват сериозни несъответствия на подписаното от България междуправителствено споразумение с европейското законодателство:
 - Съгласно чл. 9 от Споразумението между правителството на Република България и правителството на Руската федерация за сътрудничество при създаването на газопровод за транзит на природен газ през територията на Република България (ДВ, бр. 69 от 05.08.2008 г.), в сила от 12.08.2008 г., българското правителство отдава 100% от капацитета на газопровода на ОАО „Газпром“. Това се прави в нарушение на действащата по това време Директива 2003/55/ЕО¹² и на националното законодателство, в което България като член на ЕС, е възприела това изискване.
 - Съгласно Споразумението БЕХ и „Газпром“ са съсобственици на проектната компания, което противоречи на Третия либерализационен пакет, според който производител не може да бъде същевременно собственик на преносната инфраструктура и/или управлението ѝ.¹³
 - Нарушено е европейското законодателство с модела за определяне на таксите за пренос. По правило, до момента, „Газпром“ определя таксите за пренос на база на разстоянието за пренос на природен газ. Това противоречи на установения с Регламент № 715/2009¹⁴ на Европейския парламент и Съвета модел „вход/изход“ за ценообразуване на таксите за пренос и на Мрежовия кодекс, установен с Регламент № 984/ 2013¹⁵ и допълнението на Регламент № 714/ 2009¹⁶ на Европейския парламент и на Съвет. Според тези правила, таксите трябва да са публични, а моделът за образуването им – ясен и определен от разходите. Вместо това, „Газпром“ минимизира собствените си разходи за пренос и се възползва от

правото на търговска тайна при договарянето на таксите, което дава възможност за налагането на различни условия на различни държави в зависимост от политическата конюнктура.

- Цените за доставяния газ се определят по използвания от „Газпром“ модел, който обвързва цените на природния газ с тези на петрола и петролните деривати за 9-месечен предшестваш период. Този механизъм не отговаря на приетия европейски модел на ценообразуване, който се базира на цените на спот-пазара на европейските хъбове за търговия (Баумгартен – Австрия, Бриндизи – Италия). За сравнение може да се посочи, че в рамките на 2 тримесечия в 2011 и 2012 г. цената на спот-пазарите е била от 22 до 25 евро/MWh, а доставната цена на природен газ в България по дългосрочен договор с „Газпром“ – от 38 до 43 евро/MWh¹⁷.
- 2. Съгласно изказаните още в началото на декември миналата година възражения,¹⁸ Европейската комисия проучва тръжната процедура по обявления на 31.10.2013 г. конкурс за изпълнител на проекта „Южен поток“¹⁹. Този конкурс е в пълно противоречие с Директива 2004/17/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 31.03.2004 г.²⁰ и Закона за обществените поръчки²¹. Съгласно чл. 16 на директивата, всяка обществена поръчка във връзка с производството, преноса или разпределението на природен газ, която надхвърля прага от 499 хил. евро за доставки и услуги и 6.242 млн. евро за строителство, задължително се обявява в Официалния вестник на ЕС. Съгласно българското законодателство, при обществени поръчки в България за производство, пренос и разпределение на природен газ, при значително по-ниски прагове – за проектиране и услуги – над 110 хил. лв., за доставки – над 180 хил. лв. и за строителство – над 2,150 млн. лв., обявите трябва да бъдат публикувани в „Държавен вестник“. Освен това, при повторно обявяване на конкурс за изпълнител на проекта, би следвало той да бъде разделен на четири обособен избора, свързани с (1) избор на доставчик на тръбите за газопровода; (2) избор на доставчик на компресорните станции; (3) избор на строител и (4) избор на финансова институция за осигуряване на привлечен капитал в размер на 70% от проекта. Това би довело и до намаляване на известната в момента цена на проекта.
- 3. Процедурата по изготвяне на доклад за ОВОС беше извършена напълно формално, без задълбочен анализ на предложенията и препоръките на заинтересованите страни по проекта. Общественото обсъждане в 39 общини, засегнати от проекта, бе извършено в рамките на едва 25 дни – в периода 1.07. – 25.07.2013 г. Самият доклад²² не съдържа информация за това какви са били резултатите от проведените публични обсъждания: колко от препоръките са били отразени в доклада и какви са техните конкретни забележки и предложения.

Посочените проблеми поставят България в затруднено положение. От една страна, държавата е заплашена от наказателна процедура от страна на Европейската комисия, предвиждаща сериозни финансови санкции, заради нарушените правила и процедури. Вероятно осъзнавайки усложняващата се ситуация, в началото на декември т.г. българският министър на икономиката и енергетиката дава мандат на Комисията да преговаря с руската страна по въпросите на бъдещото изграждане на газопровода²³. И действително, ситуацията се влошава значително, вследствие на видимо конфликтната позиция, заявена от руската страна.

ОТГОВОРНОСТТА

Още през 2008 г. депутатите от ДСБ Иван Костов и Иван Иванов се противопоставят на споразумението за „Южен поток“ с възраженията, че противоречи на европейските правила за достъп на трети страни, че има проблеми с проектната компания, че е налице забранената държавна помощ и други.^{24, 25} Въпреки предупрежденията, три български правителства поеха отговорността да нарушат националното и европейско законодателство.

- Правителството на Тройната коалиция подписва на 18.01.2008 г. Споразумение за сътрудничество при създаването на газопровод за транзит на природен газ през територията на Република България, в нарушение на действащите по това време разпоредби на Директива 2003/55/ЕО;
- Правителството на Бойко Борисов предприема серия от стъпки за по-нататъшното изграждане на тръбопровода: учредява в края на 2010 г. съвместната проектна компания „Южен поток – България“ АД с акционери ОАО „Газпром“ и БЕХ ЕАД с дялове в Компанията 50:50%, независимо че още на 15.11.2010 г. говорителят на еврокомисаря по енергетика обявява, че споразумението между България и Руската федерация нарушава европейските директиви и настоява България да промени чл. 9 от Споразумението²⁶; обявява проекта за обект с национално значение през ноември 2011 г.; подписва Окончателно инвестиционно решение за строителство на газопровода на 15.11.2012 г.;
- Правителството на Пламен Орешарски продължава с ускорено темпо работата по осъществяване на проекта: на 10.06.2013 г. завършва ОВОС; изработва финансовият модел за осъществяване на проекта; БЕХ взима заем от руската страна за финансиране на българското участие; обявява конкурс за изграждане на тръбопровода на 31.10.2013 г. в нарушение на националните и общностите процедури (впоследствие – отменен); на 31.10.2013 г. е извършена символична първа заварка на газопровода²⁷. На 19.12.2013 г. става ясно, че БЕХ превежда 191 млн. лева за увеличаване на капитала на компанията „Южен поток – България“²⁸

Единствено служебното правителство на Марин Райков заявява, че е необходим задълбочен анализ на окончателното инвестиционно решение на проекта за съвместимост с Третия либерализационен пакет²⁹.

Рисковете и тяхното предотвратяване

Ако България предприеме действия по изграждане на газопровода по сегашните договорености, следва да очаква финансови санкции, защото не е получила от ЕК дерогация от правилата за „Южен поток“ на своята територия.

Не е вероятно да се намери сериозна банка, която да кредитира проект в нарушение на европейското законодателство, с което България рискува да повтори проекта „Белене“.

Необходимо е да бъде спазено националното и европейско законодателство със следните действия:

1. Пълно сътрудничество с Европейската комисия за осъществяване на проекта при пълно съответствие със законодателството на ЕС;
2. Да бъде доказано, че проектът е устойчив и не създава опасност за околната среда в засегнатите райони, както и че са удовлетворени претенциите на заинтересованите страни в тях;
3. Да бъде проведена нова тръжна процедура, в съответствие със законодателството, с обособени различни търгове за различните по своята същност дейности (както бе споменато), с цел да се постигне най-добра цена.

Д-р Виктор Аврамов

БЕЛЕЖКИ

- 1 <http://bnr.bg/post/100287829/evrokomisiata-i-rusia-ne-postignaha-saglasie-po-sporni-te-vaproshi-okolo-ujen-potok>
- 2 <http://bnr.bg/en/post/100286978/ec-examines-validity-of-tenders-regarding-bulgarian-section-of-south-stream-gas-pipeline>
- 3 <http://www.europeanvoice.com/article/imported/gazprom-settlement-expected/79023.aspx>
- 4 <http://www.neurope.eu/article/eu-russia-set-task-force-south-stream>
- 5 <http://www.france24.com/en/20140117-eu-russia-fail-bridge-gazprom-gap/>
- 6 <http://www.interfax.com/newsinf.asp?id=472282>
- 7 http://www.ng.ru/economics/2014-01-15/4_southstream.html
- 8 http://europa.eu/rapid/press-release_SPEECH-14-34_en.htm
- 9 <http://www.euractiv.com/energy/commission-south-stream-agreemen-news-532120>
- 10 <http://www.vedomosti.ru/politics/news/21525191/evropa-soglasna-na-yuzhnyj-potok#-sel=17:20,17:35>
- 11 <http://www.kommersant.ru/doc/2387138?isSearch=True>
- 12 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=DD:12:02:32003L0055:BG:PDF>
- 13 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0094:0136:B-G:PDF>
- 14 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0036:0054:B-G:PDF>
- 15 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:273:0005:0017:B-G:PDF>
- 16 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:B-G:PDF>
- 17 http://ec.europa.eu/energy/observatory/gas/doc/qregam_2011_quarter4_2012_quarter1.pdf
- 18 <http://www.euractiv.com/energy/commission-south-stream-agreemen-news-532120>
- 19 <http://ec.europa.eu/avservices/video/player.cfm?ref=I085464>
- 20 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=DD:06:08:32004L0017:BG:PDF>
- 21 <http://lex.bg/laws/ldoc/2135482815>
- 22 <http://www.south-stream-offshore.com/bg/ovoss/ovoss-v-blgariya/doklad-za-rezultate-ovoss-v-blgariya/>
- 23 <http://bnt.bg/news/ikonomika/ba-lgariya-upa-lnomoshti-ek-da-pregovarya-za-yuzhen-potok>
- 24 <http://www.parliament.bg/bg/plenaryst/ns/2/ID/459>
- 25 <http://www.parliament.bg/bg/plenaryst/ns/2/ID/461>
- 26 <http://www.euractiv.com/energy/commission-urges-bulgaria-change-news-499737>
- 27 http://archive.bnt.bg/bg/news/view/110857/premieryt_razgovarja_s_shefa_na_gazprom
- 28 http://tv7.bg/%D0%9D%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%B-D%D0%B8/%D0%91%D1%8A%D0%BB%D0%B3%D0%B0%D1%80%D0%B8%D1%8F/%D0%91%D0%95%D0%A5-%D0%B2%D0%BD%D0%B0%D1%81%D1%8F-191-%D0%BC%D0%BB%D0%BD-%D0%BB%D0%B2-%D0%B2-%D0%AE%D0%B6%D0%B5%D0%BD-%D0%BF%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%BA-_l.1_i.10064620_c.43.html#.Ut-FKbSxXIU
- 29 http://archive.bnt.bg/bg/news/view/98886/rajkov_iska_nov_analiz_na_ujen_potok

**ГЕОПОЛИТИЧЕСКА ПРОГНОЗА:
ПРИРОДНИЯТ ГАЗ 2020**

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД С АНАЛИЗ И ПРОГНОЗА

ФЕВРУАРИ 2014

доц. д-р Иван Н. Иванов



Този доклад има за цел да изготви обоснована геополитическа прогноза за динамиката на развитие на пазара на природен газ до края на десетилетието. Факторите, които влияят съществено, не се оценяват като положителни или отрицателни; анализира се единствено тяхното въздействие върху сектора. При изготвянето на прогнозата безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира, освен за изследователски и учебни цели - докладът не е част от публичния, а от академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.



Резюме

Този доклад разглежда систематично тенденциите на пазарите за природен газ в света и в региона с цел изработване на прогноза за развитието им до 2020 г. Разглеждат се основните фактори, които определят развитието на газовите пазари: обемът на конвенционалния добив на природен газ; строителството на трансгранична инфраструктура за пренос – както тръбопроводи, така и терминали за втечнен газ; проучване и добив на газ от неконвенционални източници – шистов газ; изграждане на интерконекторни връзки като част от процеса за интегриране на газовите пазари. Основните изводи от направеното проучване са следните: увеличава се предлагането на природен газ от различни източници. Променят се традиционните методи на ценообразуване, характеризиращи се сега с дългосрочни договори, обвързаност с цените на петрола и със сегашната политическа конюнктура. Увеличава се делът на природния газ в енергийния микс на икономиката. Намалява зависимостта от един доставчик, а заедно с това намалява рискът от упражняването на прекомерна пазарна сила и загуба на благосъстояние за купувача. Цените на газа вървят трайно надолу. В процес на изграждане е нова трансгранична газова инфраструктура в региона, която заедно с откритите наскоро залежи от конвенционален газ в басейна на Средиземно и Черно море, ще променят трайно картината на газовия пазар в следващите няколко години. В заключение се прави прогноза за тенденциите, свързани с развитието на газовите пазари в международен и регионален аспект, с фокус върху потребностите и предизвикателствата пред България.



Въведение

Природният газ се определя като горивото на близкото бъдеще. Глобалното предлагане на газ продължава своята възходяща тенденция, новите технологии в добива и преноса правят газа все по-достъпно гориво, а бързо нарастващото търсене, особено в Азия, го прави особено важен за задоволяването на тези пазари. За Европа и за България е от особено важно икономическо и политическо значение развитието на газовите пазари в региона и в света. Този доклад предлага именно една прогноза за тенденциите, свързани с развитието на газовите пазари в международен и регионален аспект, с фокус върху потребностите и предизвикателствата пред България.

Зависимостта на Европа и особено на България от външни доставки на природен газ водят до значителен риск от загуба на благосъстояние, вследствие липсата на конкуренция между потенциални доставчици. Основният доставчик – Русия, открито използва газа като инструмент за упражняване на политическо влияние. Ето защо диверсификацията на доставките е от ключово значение за решаването на проблема с енергийната сигурност. Търговията с природен газ се глобализира; все по-голямо значение придобиват новите начини за добив, транспорт и търговия. Заедно с това, изграждането на единен газов пазар, ще позволи на държавите от ЕС да търгуват с енергия много по-свободно отколкото досега, ще увеличи сигурността на доставките и ще намали цената на газа. От съществено значение е и фактът, че все по-широкото използване на природния газ допринася за повишаване на енергийната ефективност и опазването на околната среда.



Добивът

Обща тенденция в развитието на световната енергетика е повишаване на използването на природен газ за сметка на електроенергията. Това се дължи на физическите особености на преобразуване на първичното гориво (най-често въглища) в електроенергия. При влагане на единица гориво в термичните централи, до крайния потребител достига едва 25% от нея. Докато природният газ е първичен ресурс, при който няма никакви преобразувания по пътя към превръщането му в топлина и затова коефициентът му на полезно действие достига 90%. При изгарянето на природен газ не се отделят сяра, азотни окиси и прах, а парниковите емисии са значително по-малки в сравнение с тези при изгарянето на въглища. Всички тези съображения водят до интензивни проучвания за добив на все по-големи количества природен газ. В таблицата по-долу са посочени основните страни и региони, които имат съществен принос за световното производство на природен газ, в периода 2000 – 2018 г.¹

Световно производство на газ по страни и региони, в млрд. м ³ .						
Регион/държава	2000	2010	2012	2014	2016	2018
Норвегия	63	107	116	114	117	117
Западна Европа	232	176	146	142	133	123
Централна и Югоизточна Европа	25	24	23	22	21	20
САЩ	544	604	681	703	749	797
Австралия	33	48	55	67	97	141
Алжир	77	80	78	81	86	86
Египет	18	62	60	62	65	69
Индия	28	51	40	40	48	56
Китай	27	95	109	126	148	173
Русия	573	657	661	668	699	706
Каспийския регион	118	151	170	183	196	216
Бразилия	7	15	20	24	29	38
Катар	24	121	160	163	170	177
Саудитска Арабия	42	81	96	102	108	115
Общо световно производство	2 498	3 274	3 433	3 547	3 756	3 959

Русия е най-големият производител на природен газ до 2010 г. Добивът обаче през 2012 г. бележи спад с 16 млрд. м³ и достига 661 млрд. м³. Намалява и износьт с 33 млрд. м³. Най-големият руски производител – „Газпром“ – намалява производството си до 487 млрд. м³, което е второто най-ниско ниво за последните 10 години. Русия запазва нивото на производство на газ, благодарение на добива от други компании – „Новатек“, „Роснефт“, „Лукойл“, „ТНК – ВР“ и др. Като цяло, производството на газ в Русия е във видим застой, поради липса на нови разработени находища.

САЩ: В резултат на бързото развитие на производството на шистов газ, произведеният газ в периода 2010 – 2012 г. се повишава с около 13% (млрд. м³) и понастоящем страната е световен лидер в производството на газ с 681 млрд. куб. м². До 2018 г. САЩ ще увеличат производството си с нови 17%, достигайки 797 млрд. м³ годишно, докато при Русия темпът е близо три пъти по-нисък – 6,8% (706 млрд. м³). За да достигне

това количество, Русия или трябва да започне добив на газ в труднодостъпни райони в Сибир, отвъд Полярния кръг, изискващ специална технология, или да увеличи количествата газ, които купува от Азербайджан, Туркменистан и Казахстан, и които след това продава като своя продукция.

Фактор за нарастване на световното производство на природен газ са Австралия, увеличила производството си над 4 пъти за 18 години и Индонезия. Откритите големи находища на газ в изключителната икономическа зона на Мозамбик, Танзания и Кения определят тези страни като един от големите производители и износители на газ в следващото десетилетие, чрез LNG терминали на брега на Индийския океан. Към момента находищата са в проектна фаза.

Производството на газ от Каспийския регион нараства с 44 % от 2000 г. до 2012 г. и достига 170 млрд. м³/ год. От тях на Туркменистан се падат 60 – 65 млрд. м³, от които 10,9 млрд. м³ продава на „Газпром“. Узбекистан добива 59 млрд. м³ като продава на Русия 8,2 млрд. м³. Казахстан за 2012 г. е продал 29 млрд. м³, от които 12,45 млрд. м³ на „Газпром“. Азербайджан увеличава добива на газ 3,5 пъти от 2004 г. (5 млрд. м³) до 2012 г. (17 млрд. м³). Рязко повишаване на добива от тази страна ще настъпи с пускане в експлоатация на находището „Шах Дениз 2“ в края на 2018 г. Общо доказаните находища в Каспийския регион се оценяват на 2550 млрд. м³ природен газ.

За Централна и Източна Европа собственото производство на природен газ е твърде малко и остава постоянно за целия разглеждан период от 2000 г. до 2018 г. (9 – 10 млрд. м³/год.). Причината за тази прогноза е фактът, че новите находища в този регион все още са във фаза проучване и едва в 2020 г. собственото производство там рязко ще нарасне. Касае се за следните находища:

Източно Средиземноморие. Откритите находища от природен газ се намират в изключителната икономическа зона на четири държави: Израел, Кипър, Ливан и Йордания, но проучвания са направени само във водите на първите две. Най-големите са: Левиатан (Израел) – 450 млрд. м³ – все още в процес на проучване; Тамар (Израел) – 300 млрд. м³ – разположен на 92 км. от брега, в процес на експлоатация, природният газ се транспортира по газопровод до LNG терминал в Ашдод, Южен Израел, където се втечнява и изнася; Афродита (Кипър) – 280 млрд. м³ – в процес на сондиране, върху площ от 1250 мили. Общо находищата в Източното Средиземноморие, открити след 2009 г. съдържат около 3 500 млрд. м³, съгласно проучванията на Геофизичния институт на САЩ. Част от тях са обект на териториални спорове между изброените по-горе страни.

Черно море. Геофизичните проучвания показват, че в изключителните икономически зони на Украйна, Румъния и България има потенциални запаси на природен газ, оценявани на повече от 200 млрд. м³: Украйна. През ноември 2013 г. бе сключен договор с „Eni“ и „EDF“ за проучване на шелфа на Крим, а месец по-късно – с Exxon Mobile за проучване в шелфа на украинското Западно Черноморие. Очаква се в 2020 г. да се извличат 5 млрд. м³ годишно; Румъния. След проведени сеизмични проучвания от „OMV Petrom“ и „Exxon Mobile“ в блок „Domino 1“, от няколко месеца се извършва първи сондаж, като доказаното находище е 42,8 млрд. м³. Очаква се индустриален добив на газ през 2019 – 2020 г.; България. Първото находище на природен газ в черноморския шелф е „Галата“ (1,5 млрд. м³), което понастоящем практически е изчерпано и се обсъжда то да бъде трансформирано в хранилище на природен газ. Съгласно проекта „Свързана Европа“ такова хранилище трябва да се въведе в експлоатация не по-късно от 2017 г. В момента природен газ се добива от находища в Каварна и Калиакра (2,5 млрд. м³), които осигуряват около 15% от потреблението

на газ у нас. За 2012 г. от тези находища са добити 384 млн. м³ природен газ. Регистрирано е търговско откритие и за находище „Каварна – изток“. Концесионер и на четирите находища е „Мелроуз рисорсиз“, която от 2012 г. е част от ирландската компания „Petroceltic International“⁴.

Трансграничните далекопроводи

Разширяването на добива на природен газ стимулира развитието на инфраструктурата за транспорт на суровината. Въпреки бързото навлизане на технологията на втечняване на природния газ, продължава и използването на класическия начин за пренасяне на природен газ на големи разстояния – чрез далекопроводи.

Разширяването на добива на природен газ стимулира развитието на инфраструктурата за транспорт на суровината. Въпреки бързото навлизане на технологията на втечняване на природния газ, продължава и използването на класическия начин за пренасяне на природен газ на големи разстояния – чрез далекопроводи.

Проектирани са:

Континент	Газопровод	Дължина км	Капацитет млрд. м ³	Стойност млрд. \$	Срок за завършване
Африка	Транссахарски: Нигерия – Нигер – Алжир	4128	30	10	2015 г.
Азия	Алтайски: Русия – Китай	2800	30	14	2015 г.
	Иран – Пакистан – Индия	2775	40	7,5	2014 г.
	Трансафганистански: Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия	1735	27	7,6	2017 г.
	Транскаспийски: Туркменистан – Азербайджан		30	5	
Европа	Балтийски: Дания – Полша	230	5	0,5	2014 г.
	Балтийски конектор: Финландия – Естония	79	2	0,2	2018 г.
	GALSI: Алжир – Сардиния – Северна Италия	1505	10	2,7	2014 г.
	Гърция – България	160	1		2016 г.
	Трансадриатически (TAP): Гърция – Албания – Италия	867	10 - 20	1,5	2018 г.
	Йонийски: Албания – Черна Гора; Босна и Херцеговина – Хърватска	516	5		

Европа	Бял поток: Грузия – Румъния	1250	16		2019 г.
	Южен поток: Русия – България – Сърбия – Унгария – Словакия – Италия	2386	63	22	2018 г.
Америка	Аляска – Калгари (САЩ – Канада)	2760	41	26	2018 г.

Практически всички далекопроводи са насочени в две направления: Европа и азиатските гиганти (Китай и Индия). Газопроводът към Китай използва руски газ и започва от Уренгой, южно от Ямбург, докато двата газопровода към Индия са от юг, съответно пренасящи туркменски и ирански газ.

Транскаспийският азиатски газопровод, от особено значение за Югоизточна Европа, включително за България, е четвъртият, който минава по дъното на Каспийско море и ще пренася туркменски газ за Южния газов коридор. В перспектива по него ще се подава и природен газ от Казахстан. Газопроводът е заложен като проект от „Свързана Европа“ под № 7.2.1, въпреки яростната съпротива на Русия, която настоява, че за строителството на тръбата е нужно съгласието на всички страни, граничещи с Каспийско море, като се позовава на договори между СССР и Иран от 1921 и 1940 г. За сведение, подводната част на „Южен поток“ в Черно море ще се строи без да е налице подобно съгласие на две страни – Украйна и Румъния.

Новостроящите се газопроводи в Европа са подчинени на ясна стратегия: повишаване на енергийната сигурност чрез диверсификация на доставчиците. От юг газопроводът „GALSI“ е продължение на Транссахарския газопровод и има за цел да достави природния газ от делтата на река Нигер в Нигерия, през Нигер, Алжир и Сардиния до Северна Италия, а оттам до свързаната газопреносна мрежа на ЕС. От север, и двата нови газопровода, Дания – Полша и Финландия – Естония, имат за цел да осигурят връзка на Полша и страните от Прибалтика с находищата в Северно море. От Естония природният газ може да бъде транспортиран към Латвия по газопровода „DN700“. В Югоизточна Европа всички новостроящи се газопроводи са част от Южния газов коридор или са разклонения от него. Южният коридор е с дължина 3500 км. и е съставен от Южнокавказкия газопровод в частта Баку – Тбилиси – турска граница; Трансанадолския газопровод TANAP (2000 км, 16 млрд. м³, 7 млрд. долара) до границата с Гърция; и Трансадриатическия газопровод TAP – през Гърция и Албания до Италия. Той се явява стратегическа магистрала за пренос на природен газ от Каспийския регион към Европа.

Южният коридор се удължава и разширява с няколко газопровода: Транскаспийският газопровод, който към 16 –те млрд. м³ от находището „Шах Дениз 2“, би добавил 30 млрд. м³ от находищата в Туркменистан и Казахстан. Газопроводът Гърция – България, който през Комотини – Стара Загора дава възможност 5 млрд. м³ да бъдат транзитирани към България и Румъния. Газопроводът Гърция – Италия (ITGI), който по маршрута Комотини – Отранто, служи за директна доставка на 8 млрд. м³ газ през Йонийско море до Италия (807 км.; 1,1 млрд. евро). Йонийският газопровод, който служи за доставка на газ (5 млрд. м³) за Западните Балкани: Черна Гора, Босна и Херцеговина, Хърватия. Връзката Александруполис – Комотини, която ще позволи към Южния газов коридор да се добавят около 3 млрд. м³ газ от терминала

в Александруполис. От важно значение за България е включението в проекта „Свързана Европа“ газопровод 7.1.5 България – Австрия, през Румъния и Унгария, с краен пункт – Баумгартен – Австрия. България ще получава от този газопровод 2,2 млрд. м³/год. Общата дължина на трасето е 1318 км. Срокът за завършване е 2018 г., което означава, че в 2019 г. той трябва да влезе в експлоатация, захранван с газ от терминала в Александруполис, частично от находището „Шах Дениз 2“ и от Транскаспийския газопровод със суровина от Туркменистан.

„Южен поток“ е следващият газопровод, предвиден да премине през България. Неговата дължина е 2386 км., от които 931 са морски участък през Черно море на дълбочина до 2200 м. Проектният капацитет на „Южен поток“ е 63 млрд. м³. Началният пункт е пристанището Анапа на руското черноморско крайбрежие. На континента тръбата преминава през България, Сърбия, Унгария, Словения и завършва в Северна Италия. Условието на функциониране на „Южен поток“, договорени между Русия и изброените пет страни, противоречат на Втория и Третия либерализационен пакет на ЕС, относно конкуренцията и либерализацията на енергийния пазар. Поради това, Европейската комисия, представлявайки петте страни, започна преговори с Русия, с цел клаузите по споразумението да бъдат хармонизирани с правилата на Съюза. Рисковете за България от реализиране на проекта „Южен поток“, както и противоречията Брюксел – Москва по него, са задълбочено разгледани в два доклада на ЛУР.

В Северна Америка предстои реализирането на един-единствен газопровод: от Прудхо Бей (Prudhoe Bay), Аляска до Калгари за пренос на природен газ към Канада и САЩ. Газоразпределителната мрежа в САЩ е отдавна изградена. Входни точки към нея са десетките терминали за регазификация, разположени по Източното и Западното крайбрежие на страната. Разширението на Панамския канал, което ще завърши в 2015 г. ще позволи 80% от опериращите в момента танкери за втечен газ да преминават през канала, докато в момента това е възможно само за 21 от тях. Разширението от една страна ще улесни транспорта между терминалите за втечняване, разположени главно в Мексиканския залив, и терминалите за регазификация, а от друга – рязко ще съкрати пътя на американския газ до пазарите в Източна Азия – от 16 хил. мили на 9 хил. мили. Това ще засили конкуренцията на пазарите в Япония, Южна Корея и Южен Китай, където понастоящем цените на природния газ са едни от най-високите.

Терминалите

До 90-те години на миналия век природният газ беше транспортиран единствено чрез газопроводи, което периодично пораждаше проблеми между доставчиците и транзитиращите страни относно стойността на транзитните такси и количествата транзитиран природен газ. Изграждането на терминали за втечняване на природен газ с последващо транспортиране, със специално конструирани за целта танкери, до терминали за регазификация, направиха природния газ транспортируем, подобно на суровия петрол. Терминалите за втечен природен газ са важен инструмент за диверсификация на доставчиците на суровината, а оттам – за повишаване на енергийната сигурност. Едновременно с това, те разширяват конкуренцията и допринасят за по-голяма гъвкавост на европейските и световни газови пазари.

В Югоизточна Европа количеството природен газ ще нарасне с до 40 млрд. м³. Понастоящем трите действащи терминала Revithoussa в Гърция, Marmara Ereğlisi и Aliaga в Турция са с капацитет 17,5 млрд. м³ и служат единствено за задоволяване на нарастващите вътрешни потребности на двете страни. Новите терминали позволяват да се разпредели относително равномерно снабдяването с природен газ: Кърк в

Хърватска е насочен към страните в Западните Балкани, а Александруполис и Констанца – към Гърция, България и Румъния. В същото направление ще бъде подаван природен газ и от строящия се терминал в Сарос, Европейска Турция. Благодарение на пълната трансгранична свързаност, от посочените страни природният газ ще може да бъде транспортиран в целия ЕС.

В Европейския съюз функционират 19 терминала за втечен природен газ. Шест терминала – в Италия, Полша, Франция и три в Испания, са в процес на изграждане⁵. Съгласно Приложение 1 на Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г.⁶ и на Комисията от 14 октомври 2013 г., относно трансевропейската енергийна инфраструктура в рамките на Съюза до 2020 г. ще бъдат построени 12 нови терминала за регазификация на втечен природен газ, като 3 от тях са в района на Югоизточна Европа: В Констанца, Румъния – на Черно море; В Кърк⁷, Хърватска – на плавателен съд в Адриатическо море; В Александруполис⁸, Гърция – в Егейско море. И трите терминала са предназначени за регазификация на втечен природен газ и последващо транспортиране към вътрешността на ЕС. Нито един от терминалите не изисква преминаване през силно натоварения Босфор. Проектът за изграждане на терминал за втечен природен газ на румънския бряг на Черно море, предвижда транспорт от Азербайджан до Грузия, втечняване на терминал в грузинско пристанище и транспортирането до Румъния през Черно море (проект „Бял поток“), а оттам регазификация и транспорт през преносната мрежа на страната и към Унгария. Предвиждат се няколко варианта за капацитет на проекта: 2 млрд. м³, 5 млрд. м³ или 8 млрд. м³. Проектът ще бъде осъществен до 2018 г.⁹ Предвижда се терминал за втечняване на природен газ в Корасия на северното крайбрежие на остров Крит, който ще увеличи преноса на газ към Александруполис и Ревитуса.

В европейската част на Турция ще бъде построен терминал в Сароския залив¹⁰ на брега на Егейско море. Разработен е съвместно с Катар и ще бъде входна точка, както за местния пазар в европейска Турция, така и за целия регион, чрез междусистемните връзки с България и Гърция. Планираният капацитет е 6 млрд. м³ годишно.

САЩ задоволяват местните си нужди и имат количества природен газ за износ. Това промени и плановете за строителство на LNG терминали. До 2020 г. към единствения досегашен терминал за втечняване на газ ще се прибавят нови осем – в Тексас, Луизиана, Орегон и т.н., предназначени за износ на втечен газ, както и за снабдяване на щатите, на чиято територия има построени терминали за регазификация. САЩ разглеждат три сценария за износ: базов – 41 млрд. м³/ год., среден – 82,6 млрд. м³/ год. и висок – 165 млрд. м³/ год. От действащите в момента в САЩ терминали осем служат за регазификация на вносен природен газ от Русия, Катар и Саудитска Арабия и само един – Kenai LNG, Аляска – за втечняване на суровината. Последният се използва за последващо транспортиране на втечнения газ, добиван в Аляска, към останалите щати.

В Русия единственият действащ LNG терминал е Сахалин-2, разположен върху платформа на 13 км. от остров Сахалин. Първоначално е предвиден за доставка на втечен газ за САЩ, но след шистовата революция там се използва за снабдяване с газ на японските терминали за регазификация. Като бъдещи проекти за строителство Русия е запланивала два терминала: Щокман и Ямал. И двата са разположени далеч зад Северния полярен кръг и строителството им зависи от експлоатацията на двете едноименни находища на природен газ. Ямалски природен газ се добива от 2004 г., а пускане в експлоатация на едноименния терминал за втечняване е предвидено най-рано за 2017 г. Що се касае до Щокманското находище, проектът за неговото

разработване е замразен за неопределено време, а с това се отлага и строителството на LNG терминал. Липсата на нови терминали в Русия е потвърждение на застоя в производството на природен газ в тази страна.

Шистовият газ

Шистовият газ е един от най-важните фактори, които ще променят геополитическата карта на газовата индустрия в следващите години. Началото на шистовата революция е в находището Барнет в Северен Тексас в края на 90-те години, където е получен първият лиценз за индустриален добив на газ от шисти. След по-малко от две десетилетия, благодарение на добива от шистов газ, САЩ изпреварват Русия и страните от Близкия изток и стават световен лидер в производството на газ. През 2012 г. цената на природния газ в САЩ достига исторически минимум – 72 \$ за 1000 м³. Вътрешният пазар е напълно задоволен и до 2015 г. ще бъдат построени LNG терминали с капацитет 138 млрд. м³/ год. за износ на втечен газ, което ще промени цената на природния газ в Азия и Европа. Поради сравнително дългия срок за проучване на шистовите формации, засега добив се осъществява главно в САЩ, където той съставлява 40% от общия добив на природен газ. Освен за директно отопление, шистовият газ променя микса в производството на електроенергия. Само в щата Пенсилвания се строят 9 електроцентрали с мощност 8000 MW. До 2016 г. ще бъдат затворени една ядрена централа, (въпреки че има лиценз до 2023 г.) и 15% от въглищните централи, за да се премине към екологично по-чисто и икономически по-рентабилно производство на електроенергия от природен газ. Общото потребление на природен газ през 2013 г. в САЩ достигна 712 млрд. м³, от които 272 млрд. м³ шистов газ, изцяло собствен добив. Само щатът Пенсилвания за 2013 г. е добил 85 млрд. м³.

Изследване на Американската агенция по енергетика показва, че находищата на шистов газ в света са 34% от находищата на природен газ и възлизат на 206 000 млрд. м³, което практически е неизчерпаемо до края на века. Десетте страни с най-големи ресурси на шистов газ са САЩ (33 000 млрд. м³), Китай (32 000 млрд. м³), Аржентина, Алжир, Канада, Мексико, Австралия, Южна Африка, Русия (8 000 млрд. м³) и Бразилия.

Предполагаеми находища на шистов газ в Европа (в млрд. м³):

Полша	4200	Дания	900	България	480
Франция	3800	Великобритания	740	Швеция	280
Украйна	3600	Холандия	735	Испания	230
Румъния	1440	Германия	480		

От посоченото количество (17 400 млрд. м³) към момента само малка част са доказани в резултат от проведени сондажи в някои от страните, още повече, че проучванията продължават до 10 години. Посочените по-горе са актуализирани, след като за Полша находищата бяха намалени с 21%, а тези в Норвегия, след проведени 3 сондажа, изобщо бяха анулирани, поради недостатъчно органично съдържание в шистите (под 2%). Очаква се интензивните сондажни дейности в редица страни (Полша, Румъния, Великобритания, Украйна, Аржентина, Мексико, Китай, Австралия и др.) рязко да повишат добива на шистов газ в периода 2018 – 2020 г. Понастоящем производители са само САЩ и Канада. В Източна Европа проучване за шистов газ се осъществява в Полша, Украйна, Румъния от няколко компании: „Шел“, „Шеврон“, „Ексон Мобайл“ и др.

Находищата на шистов газ в България са разположени в два района: Мизийската платформа, която обхваща част от Северна Централна България и Южна Румъния. В

българския участък се проучва блок Ловеч с площ 2 300 км² от компанията „Direct Petroleum Bulgaria“. Неотдавна започна проучване и в находище Койнаре, с площ 648 км², където е извършен сондаж Р-1 Девенци с оценка 13,7 млрд. м³. Общо находището на българска територия се оценява на 450 млрд. м³. Блок Нови пазар в Североизточна България е с площ от 440 км. Въпреки сключения договор е компанията „Шеврон“ за извършване на 5-годишно проучване на шистов газ, през януари 2012 г. Народното събрание въведе мораториум, както върху добива, така и върху проучванията на шистов газ на територията на страната и договорът не влезе в сила. Въведеният мораториум не позволява да бъдат определени количествата шистов газ в недра на страната, които биха повишили енергийната ни независимост, биха намалили цената на природния газ, а оттам биха повишили конкурентоспособността на българския бизнес и биха разширили значително използването на природен газ от домакинствата. Самата компания „Шеврон“ даде гаранции, че в целия период на проучване (7 – 10 години) няма да бъде използван методът на хидравличното разпукване (хидрофракинг), но това не промени решението Народното събрание.

Междусистемните връзки

Съгласно регламента за изграждане на трансевропейска енергийна инфраструктура в рамките на проекта „Свързана Европа“, се предвижда строителство на нови участъци от газопроводи, разширяване и модернизиране на съществуващи, изграждане на нови реверсивни междусистемни връзки или въвеждане на реверсивност в съществуващи връзки, с цел в 2020 г. да съществува пълна междусистемна свързаност на всичките 28 страни на ЕС, като за целта е необходимо да бъдат вложени 200 млрд. евро. За България от важно значение е Приоритетен коридор „Връзки север – юг, между преносните мрежи в Централна, Източна и Югоизточна Европа.“ Неговата реализация ще свърже газопреносните мрежи от Полша до Гърция и включва националните мрежи на Полша, Чехия, Словакия, Унгария, Хърватия, България, Румъния, Сърбия и Украйна. Благодарение на свързаността с терминалите за LNG в Полша, Хърватия, Гърция и Турция, този проект създава стратегически маршрут за алтернативни доставки от местни или външни източници на конвенционален и шистов газ и разбива монопола на „Газпром“ като единствен доставчик за този регион. Резултатът ще бъде повишаване на енергийната сигурност, увеличаване на предлаганите количества газ, понижаване на цените до пазарните им нива и нарастване на използването на природен газ като по-чист, по-евтин и по-ефективен източник на енергия в страните от региона. Прогнозите сочат повишаване на потреблението на природен газ от 110 млрд. м³/год. през 2012 г. на 193,4 млрд. м³/год. през 2020 г. или ръст от 75% за този период.

Съгласно проекта „Свързана Европа“, в следващите години ще се осъществят следните интерконектори с българско участие: България – Гърция (Комотини – Стара Загора), дължина 185 км, реверсивен обем до 13,7 млн.м³/ден, срок на завършване – 2015 г.; България – Сърбия (София – Ниш), дължина 150 км, реверсивен обем до 4,93 млн.м³/ден, срок на завършване – 2015 г.; България – Турция (Ямбол – Европейска Турция), дължина 200 км, реверсивен обем 9 – 15 млн.м³/ден и не по-малко от 3 млрд. м³/год., срок на завършване на първия етап (9 млн.м³/ден) е края на 2014 г.

От посочените срокове се вижда, че България сериозно изостава от изработения график на „Свързана Европа“. Въпреки това посочените междусистемни връзки ще бъдат реализирани, защото са необходима част от европейския проект, за чието осъществяване ЕК отделя 5,85 млрд. евро. По-горе не е посочен единствено интерконекторът България – Румъния с дължина 25 км и капацитет 1,5 млрд. м³/год., който ще влезе в експлоатация до края на март т.г.



Прогнозата

1. ЕС ще достигне стратегическите си цели: а) достатъчно количество природен газ, задоволяващо напълно нуждите на общността; б) реална диверсификация на външните доставчици на суровината; в) разнообразяване на средствата за транспортиране; г) пълно реверсивно свързване на газопреносните мрежи на 28-те страни на ЕС по проекта „Свързана Европа“ 2014 – 2020 г.; д) пренос на природен газ във всяка посока и до всяка страна от Съюза, независимо от входната точка, използвана от доставчика.
2. Рязко ще се повиши производството на конвенционален и природен газ в света от новите находища, основно в морските пространства: Шах Дениз 2, Източното Средиземноморие, Черно море, Източноафриканското крайбрежие на Индийския океан.
3. Ще нарасне добивът на шистов газ в Северна и Южна Америка, Далечния изток и Европа.
4. Ще се построят газопроводи към Европа от находищата в Каспийския регион, Средна Азия и Северна Африка.
5. Нови терминали за втечняване и регазификация ще позволят транспортиране на природен газ през Средиземно море, Атлантическия и Тихи океан.
6. Постепенно възстановяване на позициите на Ирак и Иран като основни страни износителки на природен газ.
7. Ще се засили влиянието на цените на спот пазара при определяне на цените на доставките на газ. Постепенно ще намалее цената на природния газ, която ще зависи почти изцяло от предлагането и търсенето, а не от политически договорености. Ще намалее срокът на дългосрочните договори за доставка на газ, ще спадне делът им в общите доставки. Ще се преодолее олигополната структура на пазара и ще се диверсифицират доставчиците на природен газ в Европа. Ще намалее влиянието на цената на петрола и петролните деривати върху цените на газа.
8. Силно ще се повиши степента на използване на природен газ в изостанали в потреблението на суровината страни като България, което ще предизвика бързо развитие на дистрибуторската мрежа. Ще намалее използването от фирмите и домакинствата на другите фосилни източници: въглища и нефт, поради по-силно замърсяване на околната среда и на електрическата енергия, поради по-ниската ѝ ефективност (к.п.д.) в сравнение с природния газ.
9. Ще се блокира възможността доставчик с господстващо положение в доставките на газ за дадена страна, чрез заплаха за намаляване на доставките и дори тяхното спиране да налага едностранно цената на доставките, размера на транзитните такси и дори да влияе върху политически решения на съответната страна. В случай на прекъсване на договорени доставки на газ за една страна от даден доставчик, поради природно бедствие, технически или политически причини, съответната страна, благодарение на общата свързаност, ще получи аварийно доставки на газ от друга страна на ЕС. По такъв начин доставките за фирмите и домакинствата ще бъдат сигурни.
10. Поради по-ниските цени на природния газ и промяната в методиката за

тяхното определяне, Русия ще загуби значителна част от досегашните си приходи в търговията с природен газ. Това ще причини дълбоки финансови и икономически промени в страната. Русия ще загуби и своята позиция на монополен доставчик на природен газ за Европа от източно направление, вследствие на Южния газов коридор, на добива на шистов газ в Източна Европа, на изградените LNG терминали в Егейско море и на проекта „Свързана Европа“. Ще се увеличи местното производство на природен газ в редица европейски страни: Полша, Великобритания, Украйна, включително и в България. Ще се увеличи количеството природен газ на пазарите в Европа.

11. С построяването на Южния газов коридор ще нарасне ролята на Турция, още повече, че към преноса на газ от „Шах Дениз 2“ предстои да се добавят доставките от Туркменистан, от Северен Ирак, от Египет и в по-далечен план от Иран¹¹. Това ще ѝ позволи да търгува с този газ като със собствен добив. С това ще направи опит да повтори практиката на „Газпром“, който изкупува природен газ от Азербайджан, Туркменистан, Узбекистан и Казахстан и го препродава на европейските страни. За да се избегне евентуално картелиране на доставките от Турция и Русия, е нужно ускорено изграждане на LNG терминала в Александруполис, снабдяван с газ от Източното Средиземноморие и разработване на местните находища в Югоизточна Европа.



Заклучение

България е единствената страна в ЕС, която е в пълна едностранна зависимост от един-единствен външен доставчик („Газпром“). Забавеното реализиране на междусистемните връзки с газопреносните мрежи на съседните страни създава много висок риск от неизпълнение на Регламент № 994/2010¹² на Европейския парламент и Съвета, относно мерките за гарантиране на доставките на газ. Съгласно регламента, сигурността на доставките се изчислява чрез специален показател $N - 1$, който, ако има стойност $N - 1 \geq 100$ гарантира, че в случай на прекъсване на най-голямата газова инфраструктура на страната (за България това са доставките от „Газпром“), останалата инфраструктура е в състояние да доставя необходимото количество газ за задоволяване на общото търсене на газ в страната. Регламентът изисква страните членки да постигнат коефициент $N - 1 \geq 100$ до 03.12.2014 г. Изчисленията показват¹³, че България ще гарантира необходимата сигурност на доставките на газ едва през 2017 г., след построяване на връзката с Гърция. Освен риска от наказателна процедура за неизпълнение на европейски регламент, липсата на сигурност при доставките на газ влошава сериозно инвестиционния климат в страната.

Проучванията в дълбоките води на Черно море и последващ добив оттам могат да осигурят до голяма степен енергийна независимост на страната от 2020 г. Самото развитие на вътрешния пазар и повишението на потреблението на природен газ при конкурентни цени изисква ефективно отделяне на газопреносната мрежа от обществения доставчик, съгласно Директива 2009/73/ЕО¹⁴ и развитие на газоразпределителната мрежа. Цената на природния газ за домакинствата в Западна Европа е средно 2,6 пъти по-ниска от цената на електроенергията. В България, макар тази разлика да е по-малка – 1,7 пъти, би трябвало природният газ да е предпочитан като гориво, защото отоплението при използване на електроенергия струва 40% по-скъпо, отколкото това с природен газ. Обаче необходимостта от първоначална инвестиция за присъединяване и за вътрешна газова инсталация, както и поддържането на изкуствено ниски цени на електроенергията, намаляват интереса на домакинствата за газифициране.

БЕЛЕЖКИ

¹ От доклад на Международната енергийна агенция – IEA, Medium-Term Gas Market Report 2013.

² http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf

³ Noble Energy Eastern Mediterranean Analyst Presentation 17/12/2013
<http://geopolitica.eu/aktualno/1261>

⁴ Изследване на геоложкия състав на черноморското дъно в Блок 1 – 21 „Хан Аспарух“, проведено от „OMV“, води до заключение за потенциален капацитет от около 100 млрд. м³ газ. Ако бъде извлечено това количество, ще се осигури потреблението на страната за десетилетия напред. Прогнозата се засилва от извършения сондаж в съседния румънски блок „Нептун“ резултатите, от който ще позволят да се добиват 6,5 млрд. м³/год. оценява находищата на природен газ в дълбоките води на българското Черноморие на около 500 млрд. м³. Реално може да се осигури добив на около 1/3 от това количество. Дори да се приеме, че бъдат извлечени само 20%, т.е. 100 млрд. м³, това би осигурило потреблението на страната за десетилетия напред. След проведен международен конкурс през юли 2012 г. френската „Total“ в сътрудничество с австрийската „OMV“ и испанската „Repsol“ подписаха с държавата 5-годишен договор за проучване в Блок 1 – 21 „Хан Аспарух“, върху територия от 14 400 кв. км. До края на 2013 г. бяха направени две – и триизмерни сеизмични проучвания върху целия терен. В края на 2015 г. ще започнат дълбочинните сондажи. Не по-късно от 2018 г. се очаква да бъде регистрирано индустриално откритие и да започне промишлен добив на природен газ. На юг от Блок 1 – 21 „Хан Аспарух“ се намират два други блока с предполагаеми големи находища на природен газ – Блок 1 – 22 „Терес“ и Блок 1 – 14 „Силистар“. Обявеният конкурс за проучване на нефт и газ за първия от тези блокове беше в последствие прекратен и не е стартирана нова процедура. Що се касае до „Силистар“, проучване там не е започнало, тъй като се водят съдебни дела. „Овергаз“ обжалва решението, с което е дадено разрешение за проучване на фирмата „Ледербел“, в която съдружник е Красимир Георгиев, собственик на фирма „Фронтиер“.

⁵ В таблицата по-долу са описани местоположението, наличният капацитет и планираното му увеличение в периода до 2020 г.

Държава	LNG терминал	Наличен капацитет (млрд. м ³ /год.)		Планирано	
увеличение (млрд. м ³ /год.)		м. го.			
Белгия	Zeebruges	9,00	3,00		
Великобритания	Milford Haven / South Hook	21,00	0,00		
Великобритания	Isle of Grain	19,50	0,00		
Великобритания	Milford Haven / Dragon	6,00	0,00		
Великобритания	Teesside	4,60	0,00		
Гърция	Revithoussa	5,30	0,00		
Испания	Barcelone	17,10	0,00		
Испания	Huelva	11,80	1,31		
Испания	Cartagena	11,83	2,62		
Испания	Bilbao	7,01	3,50		
Испания	Sagunto	8,76	1,75		
Испания	El Ferrol (Mugardos)	3,60	3,69		
Испания	Gijón (Musel) -	7,00			
Испания	Gran Canaria (Arinaga)	-	1,30		
Испания	Tenerife (Arico-Granadilla)	-	1,30		
Италия	Porto Levante	7,56	0,00		
Италия	Panigaglia	3,40	0,00		
Италия	Toscana Offshore	-	3,75		
Нидерландия	Rotterdam	12,00	0,00		

Полша	Swinoujscie	-	5,00		
Португалия	Sines	6,50	0,00		
Турция	Marmara Ereglisi	6,20	0,00		
Турция	Aliaga	6,00	0,00		
Франция	Montoir	10,00	0,00		
Франция	Fos / Cavaou	8,25	0,00		
Франция	Fos / Tonkin	5,50	0,00		
Франция	Dunkerque	-	13,00		

Общо: 190,9147,22

Общо наличен и планиран: 238,13

Включени са и двата действащи терминала в Турция.

⁶ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:BG:PDF>

⁷ Терминалът в Кърк има планиран капацитет от 10 млрд. м³, който ще нарасне до 15 млрд. м³ годишно. Строителството ще започне през 2017 г. и ще бъде завършено 3 години по-късно. Той цели задоволяване на вътрешния пазар и износ за страни от региона: Румъния, Унгария, Словения, Австрия и Италия.

⁸ Проектът за изграждане на терминал за регазификация на втечен газ в Александруполис има предвиден капацитет от 2,6 млрд. м³ годишно. Изграждането му ще започне през 2015 г. Той ще бъде интегриран с гръцката преносна мрежа и с други инфраструктурни проекти: ITGI и TAP, чрез които ще получи достъп до пазарите на Европа, включително България.

⁹ <http://www.agrilng.com/agrilng/Home/DescriereProiect>

¹⁰ <http://www.reuters.com/article/2013/01/05/turkey-energy-idUSL5E9C51C820130105>

¹¹ Съществуват опасения, че при увеличаване на капацитета на TANAP (31 млрд. м³ през 2026 г.), както и при въвеждане в експлоатация на Транскаспийския газопровод от Туркменистан за 30 млрд. м³ и свързването на TANAP с Ирак и с Иран (при положителен развой на преговорите за иранската ядрена програма), турската страна ще договаря значително по-големи количества природен газ от нейните собствени нужди.

¹² <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ?uri=OJ:L:2010:295:0001:0022:BG:PDF>

¹³ Прогноза за стойността на показателя N – 1 за България до 2018 г.:

Година	2013	2014	2015	2016	2017	2018
N - 1	32,7	50,5	55,8	54,7	114	138

¹⁴ ДИРЕКТИВА 2009/73/ЕО НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА от 13 юли 2009 година, относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО

РИСКОВИ ВЪЗДЕЙСТВИЯ ВЪРХУ ВЕИ-СЕКТОРА

**МЕЖДИНЕН ДОКЛАД С АНАЛИЗ И
ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЗА ВЪЗДЕЙСТВИЕ**

МАРТ 2014

доц. д-р Иван Н. Иванов



Междинният доклад е за рисковете за ВЕИ-сектора от въздействията на публичната власт и на регулатора, без да ги оценява положително или отрицателно, анализира тези въздействия единствено, за да изясни перспективите пред енергийния сектор на България. При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада. Анализът и прогнозата не изразяват политически пристрастия; не третират положително или отрицателно политическата констелация; не дават аргументи за ползата или вредата от нея.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира, освен за изследователски и учебни цели - докладът не е част от публичния, а от академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.



Резюме

Този доклад разглежда рисковете от решенията на публичната власт и регулаторния орган за развитието на ВЕИ-сектора. В резултат от липсата на политическа визия за развитието на сектора, недобрата стратегия за енергетиката и слабите институции за управление и регулация, възниква криза, която може да доведе до редица негативни ефекти за енергийния сектор и икономиката. Съществува опасност от отлив на инвестиции, фалити на енергийни дружества, несъответстваща на европейските директиви промяна на енергийния микс, загуба на благосъстояние и работни места и загуби за банките кредитори.

Посочени са основните източници на рисковете: (а) взетите политически решения и действията на енергийния регулатор, (б) нереформираните и трупаци загуби държавни енергийни дружества, (в) липсата на изграден свободен електроенергиен пазар.

В последната част на доклада се предлагат решения за активно управление на риска.



Въведение

Криза с производството на енергия от ВЕИ е резултат от непоследователна политика за развитието на сектора, погрешни стратегически решения и слаби институции за управление и регулация. Те създадоха прекомерни очаквания сред инвеститорите в изграждането на нови ВЕИ. Това създаде конфликт между техните интереси и обществения интерес за достъпна и устойчива енергия. Влоши се финансовото състояние на НЕК. Последваха опити щетите да се прехвърлят върху производството на енергия от ВЕИ. За момента няма конкурентни механизми за включване на ВЕИ в пазара на електроенергията.

Зависимостта на ДКЕВР дебалансира интересите на инвеститорите във ВЕИ с тези на потребителите на електроенергия. България може да не изпълни задължението си за 16% дял на ВЕИ в крайното потребление на енергия до 2020 г. В условията на спадащо електропотребление се очаква спиране на инвестициите в енергийния сектор, фалит на енергийни дружества и загуба на работни места. Енергията от ВЕИ повишава енергийната независимост, създава работни места и не води до изхвърлянето на вредни емисии.

Нормативните актове на 40-то, 41-то и 42-то Народни събрания, политическите решения на двете последни български правителства и решенията на регулатора – ДКЕВР¹, създадоха предпоставки за възникване на криза в производството на енергия от ВЕИ и заплашват нейното устойчивото производство



Преференциите

В 2001 г. Европейският парламент и Съветът приемат Директива 2001/77/ЕО относно насърчаване на производството и на електроенергията от възобновяеми източници.

Това става в момент, когато в европейските страни движението за опазване на здравето на хората и околната среда от фосилните горива (въглища и нефт) има много силна подкрепа. Пресен е споменът от Чернобилската авария. Прогнозите към онзи момент сочат, че запасите от нефт и газ ще се изчерпат след не повече от 40 – 50 години. Находищата са на териториите на страни с диктаторски, авторитарни или фасадно демократични режими (Иран, Ирак, Венецуела, Нигерия, Саудитска Арабия, Русия и др.). Създава се апокалиптична картина за енергийното бъдеще в Европа.

Внушава се, че ще се водят войни за достъп до енергийни източници. На този фон стремително набира скорост идеята за ускорено развитие на ВЕИ и добив на енергия от тях. Аргументите: източниците на такава енергия са неизчерпаеми; не замърсяват околната среда; не представляват заплаха за здравето на хората; децентрализират електро-генериращите мощности; повишават енергийната независимост на страните.

Недостатъците са основно два, но са много съществени: необходимост от големи първоначални инвестиции (особено към онзи момент) и съществена неравномерност на генерираната електроенергия. Вторият проблем има техническо решение, чрез изграждане на гъвкави парогазови мощности, чиято рентабилност се определя преди всичко от цената на природния газ като суровина. Устойчиво решение е и създаването на балансиращи групи, включващи различни по вид ВЕИ с дефазирана по време електроенергия. Относно големите първоначални инвестиции, Директивата предвижда страните членки да разработят насърчителни мерки в няколко насоки: определяне на преференциални цени, фиксиране на продължителен срок на изкупуване на произвежданата от ВЕИ електроенергия и приоритетно присъединяване към електропреносната мрежа. Първият български нормативен акт относно използване на ВЕИ е Решение № Ц – 015/17.07.2003 г. на ДКЕВР. Определя се цена на изкупуване на енергията от вятърни централи до 10 MW – 144 лв/MWh с ДДС, приемлива по отношение на цената на тока за битовите потребители – 153 лв/MWh.

В решението се отбелязва, че у нас няма изградени такива централи и „ветровият режим в България не благоприятства използването на енергията на вятъра в големи мащаби“. Според ДКЕВР тази енергия ще бъде много малка в енергийния микс. Няма преференциални цени и задължително изкупуване. В 2005 г. в България има само 2 MW инсталирани мощности за вятърна енергия и нито един за слънчева.



Рисковете за потребителите

Първият голям риск са прекалено високите преференциални цени на електроенергията от ВЕИ. ДКЕВР определя нови, с 50% по-високи цени² за електроенергията от вятърни централи, спрямо тези от 2003 г. и се прави уточнение, че това е в съответствие с изискванията на въведения чл. 33, ал. 1 от Закона за енергетиката. За оценка на инвестиционните разходи е използван единствено фирмен доклад на BMT Consult ApS – Дания. За туширане на обществените настроения е прогнозирано, че се касае за национален потенциал от 600 MW и че „преференциалната цена няма да се отрази съществено върху цените на продажба на електроенергия на крайните потребители.“

На 29.12.2006 г. ДКЕВР увеличи натиска върху цените като определи почти 900 лв./MWh с ДДС цена за електроенергията от фотоволтаичните централи (ФВЦ). Обяснено бе, че „са използвани осреднени стойности на базата на световния опит“, но „световният опит“ е единствено един доклад на ЕК – Demonstration and Discrimination activities. Второто оправдание е, че производството от ФВЦ е незначително в сравнение с общото производство на електроенергия в страната“, поради което „определената преференциална цена няма да се отрази върху цените за крайните потребители.“

Вторият голям риск за потребителите настъпва при промяната на срока за задължително изкупуване на електроенергията от ВЕИ. До 2008 г. този срок е 12 години и е валиден за всички видове ВЕИ. Под очевиден корпоративен натиск и в нарушение на процедурата през 2008 г. се приема изменение на Закона за възобновяемите и алтернативни енергийни източници и биогоривата (ЗВАЕИБГ), съгласно което срокът за задължително изкупуване на слънчевата и геотермална енергия се увеличава двойно – 25 години, а на вятърната и останалите ВЕИ енергии – 15 години. Сроковете са валидни не само за ВЕИ централи, които ще влязат в експлоатация след приемането на закона, но и за всички действащи. Обикновено срокът за задължително изкупуване се въвежда, за да се гарантира възвръщане на направените инвестиции. Няма основание за двойното увеличаване на този срок в момент, когато поради технологичния прогрес слънчевите панели започнаха чувствително да намаляват цената си.

Третият риск за потребителите произтича от следващата промяна в закона, предвиждаща консервативен подход към преференциалната цена за бъдещи ВЕИ централи. Законът (чл. 21, ал. 3) изисква добавката, която е определяща в цената да бъде не по-малка от 95% от същата за предшестващата година. По такъв начин се възпрепятства промяната на цената в съответствие с бързо намаляващите разходи за техническо оборудване.

Двукратно увеличеният срок за задължително изкупуване по странен начин даде основания на определени компании да поискат ново увеличаване на

цената на изкупуване на електроенергията поради повишено стареене и намалена производителност, произтичащи от по-дългия период, по-големи загуби с 14 – 18% заради подмяна на инвертори, линии и трансформатори. ДКЕВР уважи тези доводи и цените достигнаха своя исторически максимум с Решение № Ц – 04/30.03.2009 г.³ – 823 лв/MW за централи със соларни модули до 5 kW p и 755 лв/MW за такива над 5 kW p. Увеличени са цените, макар и по-слабо, и на енергията от останалите ВЕИ (вятър, вода и биомаса).

Приетите преференции от Народното събрание и от ДКЕВР превърнаха строителството на ВЕИ паркове в изключително печеливш бизнес. Стигна се до скок на инвестициите. Тъй като тогава срокът за реализация на подписаните предварителни и окончателни договори за строителство и присъединяване към електропреносната мрежа беше тригодишен, резултатът от рязкото увеличаване на проекти в сектора се появи в 2011 г.

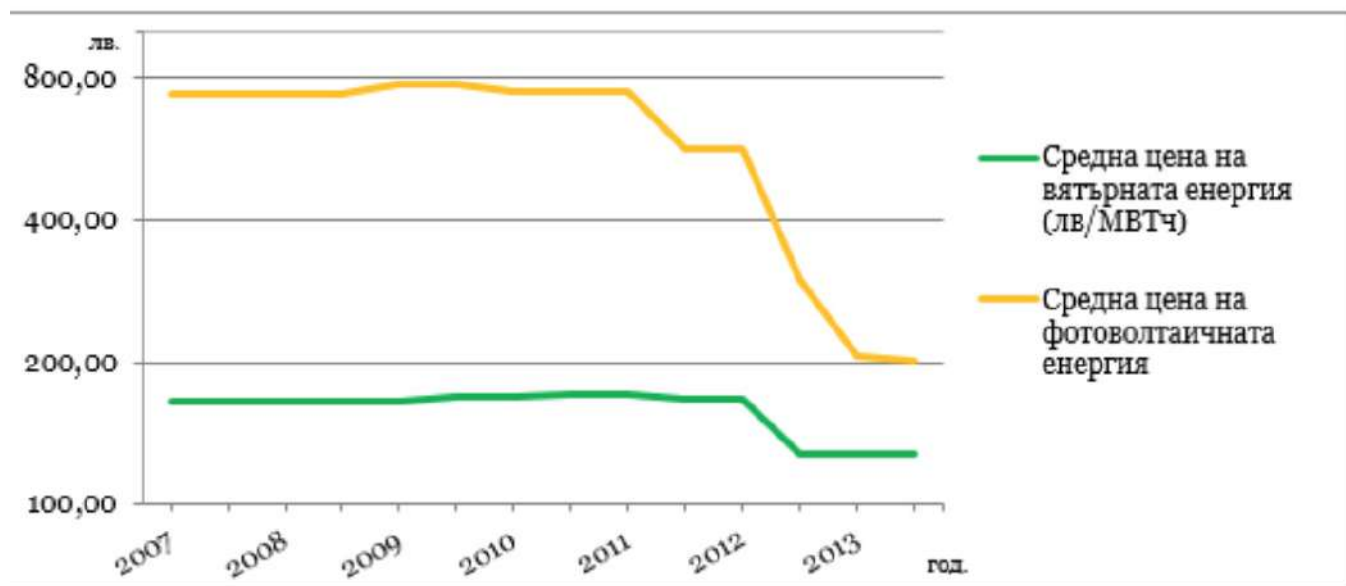
Електроенергията, произведена от слънчеви и вятърни централи, достигна 3,1%, но заради преференциалните цени формира 5,3% от цената на микса. Това повиши цената на електроенергията за крайните потребители. За да се предотврати по-нататъшното нарастване на цената, бяха извършени промени в Закона за енергетиката и Закона за енергията от възобновяеми източници, чрез които отпадна петпроцентното ограничение за намаляване на добавката, бяха намалени сроковете за задължително изкупуване, рязко бяха снижени преференциалните цени, бяха въведени задължителни граници от страна на инвеститорите (50 000 лв/MWh). Въведе се 10-годишен план за присъединяване на нови мощности към електропреносната мрежа.

Тези мерки възпряха реализирането на нови проекти.

Направените инвестиции в сектора вече бяха между 3 и 4 млрд. евро⁴, а директно заетите служители – около 9 – 10 хил.

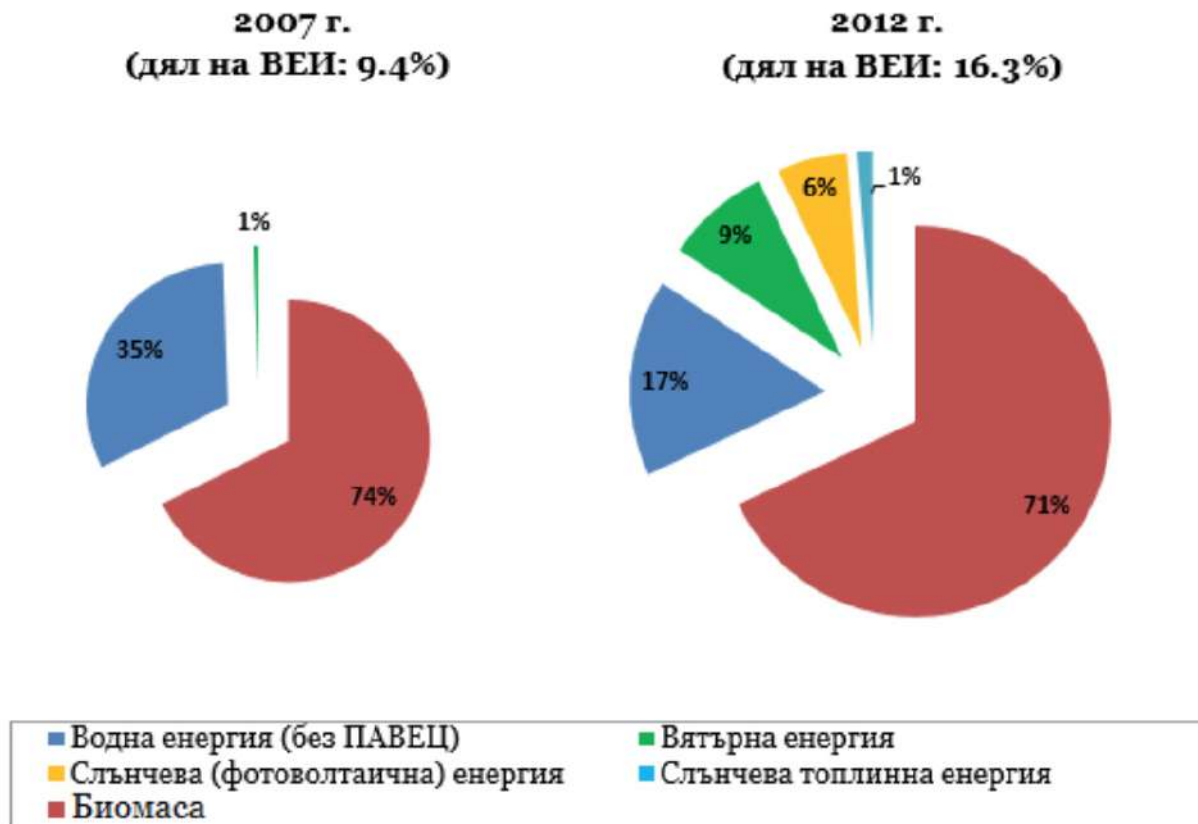
В 2013 г. ДКЕВР определя временни такси за достъп до преносната и разпределителните мрежи, с които въвежда нов разход за производителите.

Впоследствие, части от тези такси са отменени с решение на Върховния административен съд. През юни 2013 г. ДКЕВР отново взема решения за намаляване на преференциалната цена на изкупуване на електрическа енергия от ВЕИ. Динамиката на цените на енергията от вятър и слънце е отразена в таблицата по-долу:



Източник: решения на ДКЕВР⁵ и изчисления на ЛУР.

Делът на произведената енергия от ВЕИ нараства и се разпределя както следва⁶:



По данни на НСИ, делът на електроенергията от ВЕИ в брутното крайно потребление нараства от 9.4 на 16.3 % в периода 2007-2012 г. и общата ѝ стойност за 2013 е 6.832.008 MWh.

**„Спасяване“ на НЕК**

През декември 2013 г. Народното събрание въведе нова такса от 20% върху приходите на дружествата, произвеждащи електроенергия от соларни и вятърни паркове и с това създаде се заплахата за икономическата целесъобразност на направените инвестиции във ВЕИ. Европейската комисия изрази загриженост за „жизнеспособността на сектора“ и за „сигурността и стабилността на инвестиционната среда в България“ като заяви, че не трябва да бъдат правени ретроактивни промени в механизмите за подкрепа на сектора. Въпреки това, на 18 февруари 2014 г., ДКЕВР предложи със задна дата да бъде въведена постоянна цена за присъединяване на единица мощност (MW) на вятърните и слънчевите централи към мрежата.

Очевиден е стремежът на изпълнителната власт и на регулатора с административни мерки да задържат развитието на ВЕИ сектора, обвинявайки го за тежката криза в енергетиката.

Прикрива се фактът, че НЕК е в технически фалит, поради източването му от проектите „Белене“ и „Цанков камък“. Стремежът НЕК да бъде спасен с пари от ВЕИ сектора личи от думите на премиера, че приходите на НЕК зависят от влязлата в сила такса за ВЕИ. Подобно твърдение заплашва страната с финансови санкции за непозволена държавна помощ за НЕК. Очакваните приходи от около 160 млн. лева не биха могли да подобрят съществено лошото финансово състояние на НЕК, чийто дефицит до началото на новия регулаторен период е 620 млн. лева. На 21 февруари „Стандард енд Пуърс“ намалява кредитния рейтинг на НЕК от „BB-“ на „B+“ с негативна прогноза.

Финансовата криза на НЕК има три основни причини: компанията е нереформирана; изпълнява социално защитни цели; обременена е с непосилно скъпи и ненужни енергийни проекти. Вместо да се атакуват тези причини, се търсят палиативни административни решения за финансово подпомагане на дружеството. Това на свой ред дава силно негативно отражение върху останалите участници в енергийния сектор. Липсата на независим регулатор, който би могъл да брани и балансира интересите на тези участници, задълбочава кризата.

**Рискове пред ВЕИ сектора**

Първият и най-сериозен риск е свързан с опасността от рязко намаляване на инвестициите. България има добър потенциал да изпълни задължението си за 16% дял на ВЕИ в крайното енергийно потребление до 2020 г., неговото практическо реализиране зависи от наличието на адекватни регулаторни стимули, пазарни условия и политическа ангажираност за осигуряване достатъчно ниво на инвестиции за изграждане на необходимите мощности. Политическите решения и действията на регулатора в периода 2012 – 2013 г. не създават тези предпоставки.

В резултат, съществува сериозна опасност България да не изпълни новата европейска рамка за енергетика и климат до 2030 г., която залага обща задължителна цел от най-малко 27% дял на ВЕИ в енергийното потребление.

Вторият риск е за структурата на енергийния микс вследствие на отлив на инвестиции от ВЕИ. Това ще увеличи процентния дял на енергията от АЕЦ, която е твърда базова мощност, неподдаваща се на гъвкаво управление, както и на тази от ТЕЦ-овете, част от които са морално остарели, неефикасни и замърсяващи околната среда.

Третият риск е за направените инвестиции в инсталираните мощности. Несигурното им възвръщане поставя инвеститорите в затруднено положение. Различните законодателни и регулаторни механизми допълнително ги обременяват с разходи и ги тласкат към ограничаване на дейността, освобождаване на персонал и фалит. Заплашени са 3 – 4 млрд. евро инвестиции. Това ще задълбочи социалната криза.

Четвъртият риск засяга финансовите институции, които са отпуснали кредити. Направените от инвеститорите планове за погасяване на задълженията стават неизпълними, вследствие нарастващите разходи на дружествата, управляващи съответните проекти. Без промяна на настоящите условия, тези дружества ще имат съществени проблеми с изплащане на кредитите, което ще доведе до влошаването на положението на самите банки.



Европейските практики

Перспективите за развитието на енергетиката се промениха чувствително в рамките на последното десетилетие. Новите находища на конвенционален и шистов природен газ разкриха широки възможности за използване на достъпен по цена и количество природен газ за десетилетия напред. Това по неизбежност намалява потреблението на електроенергия в индустрията и домакинствата и до голяма степен поставя под съмнение ефективността и особено необходимостта от бързото развитие на ВЕИ. Още повече, че стимулирането на производството на електроенергия от ВЕИ се оказва неефективно в ЕС в условията на икономическа криза и депресия след 2008 г. Редица държави налагат ретроактивни мерки, мораториуми, непланирано намаляват подкрепата или прилагат други механизми, за да задържат развитието на ВЕИ: в Чехия (такса върху приходите в размер на 28% от 2010 г., премахване на преференциалната цена от 2014 г. и др.); в Гърция (мораториум за въвеждане на нови мощности от 2012 г., намаляване със задна дата на преференциалните тарифи, такса върху приходите от ВЕИ и такса за „сигурност на енергийните доставки, въведени от 2013 г.); в Испания (намаляване на преференциалните тарифи от 2008 г., лимит върху часовете натовареност от 2010 г., мораториум върху присъединяването на нови мощности от 2012 г., 7% такса върху приходите от 2013 г.) и др. В редица

държави мерките са оспорени и отменени в съда (Великобритания, Белгия, България).

От сравнението на данните в Доклада за състоянието на възобновяемите енергии в Европа от 2013 г., се вижда, че България е на водещото пето място по инсталирани фотоволтаични мощности (721 MW p) през 2012 г., след Германия, Италия, Франция и Гърция, а през 2013 г. е вече и пред Гърция. Не е нормално страната с най-нисък БВП да заема 4 – 5-то място по въвеждане в експлоатация на най-скъпия сегмент от ВЕИ. От друга страна, от Доклада на ЕК за напредъка в областта на енергията от възобновяеми източници от 27.03.2013 г. се вижда, че 9 страни от ЕС, включително Великобритания, Полша, Унгария, Холандия и др. са си поставили по-скромни цели за 2020 г. от заложените от България 16% потребление на ВЕИ енергия. По-скромните цели биха спестили голяма част от сега възникналите тежки проблеми.



Мерки за управление на рисковете

Изходът от кризата е свързан с намирането на баланс между интересите на потребителите и на производителите на енергия от ВЕИ при използването на пазарни механизми. За целта е необходимо:

- Отказ от ретроактивни промени в подписаните договори;
- Изграждане на работещ пазар на електроенергия, чрез създаване на енергийна борса и наличие на независим регулатор, чрез въвеждането на различни тарифи, интелигентни мрежи и интелигентно измерване;
- Ускорено създаване на балансиращи групи, с участието на компании от ВЕИ сектора;
- Изграждане на регионална борса за търговия със зелена енергия и увеличаване на капацитета за трансграничен обмен.

БЕЛЕЖКИ

1

Дата	Събитие	Субект(и)
27/09/2001	Директива 2001/77/ЕО относно насърчаване на производството и потреблението на електроенергия от ВЕИ на вътрешния електроенергиен пазар	Европейски съвет
17/07/2003	Решение за цена на електрическата енергия произведена от вятърни електроцентрали с мощност до 10 MW	ДКВЕР Константин Шушулов
8-9/03/2007	Решение за задължителна цел от 20% дял на възобновяемата енергия в консумацията до 2020 г.	Европейски съвет
19/06/2008	Закон за възобновяемите и алтернативни енергийни източници и биогорива.	40-то НС
23/04/2009	Пакетът „енергия-климат“, съдържащ Директива 2009/28/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 година за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници.	Европейски парламент, Европейски съвет
30/06/2010	Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници	МС Б. Борисов
3/05/2011	Закон за енергията от възобновяеми източници.	41-во НС
10/04/2012	Закон за изменение и допълнение на Закона за енергията от възобновяеми източници.	41-во НС
29/06/2012	Решение относно определяне на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници за периода юли 2012 - юли 2013 г.	ДКВЕР Ангел Семерджиев
29/06/2012	Решение относно одобряване на предвижданите електрически мощности, които могат да бъдат предоставяни за присъединяване към преносната и разпределителните електрически мрежи на обект и за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници	ДКВЕР Ангел Семерджиев

14/09/2012	Решение относно определяне на временни цени за достъп до преносната и разпределителните мрежи за производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници.	ДКЕВР Ангел Семерджиев
28/06/2013	Решение относно определяне на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници за периода юли 2013 - юли 2014 г.	ДКЕВР Анжела Тонева
28/06/2013	Решение относно одобряване на предвижданите електрически мощности, които могат да бъдат предоставяни за присъединяване към преносната и разпределителните електрически мрежи на обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници	ДКЕВР Анжела Тонева
30/09/2013 – 02/10/2013	ВАС окончателно отменя част от решението на ДКЕВР за временни цени за достъп до преносната и разпределителните мрежи.	ВАС
1/01/2014	Промени в Закона за енергията от възобновяеми източници.	42-по НС

² http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/res_c013_06.pdf Решение № Ц – 013/28.06.2006 г.

³ http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/res_c04_09.pdf

⁴ http://www.mi.government.bg/files/useruploads/files/obshtestven_syvet/res.pdf http://www.capital.bg/politika_i_ikonomika/bulgaria/2013/12/07/2197995_politicheska_ikonomiia_na_energiinite_deficiti/

⁵ <http://www.dker.bg/docsbg.php?d=3>

⁶ <http://www.nsi.bg/sites/default/files/files/data/timeseries/Energy-4.1.RES.xls>

ПРАВНИТЕ ПРОТИВОРЕЧИЯ НА ПРОЕКТА „ЮЖЕН ПОТОК“

МАРТ 2014

Райко Николов



Настоящата статия се отнася до потенциално вредните правни противоречия, свързани с проекта „Южен поток“. Целта ѝ не е да изрази положително или негативно мнение за проекта. Статията по-скоро ще очертае рисковете, произтичащи от споразуменията, сключени от българската страна с „Газпром“. При изготвянето на този анализ, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, по който са изложени. Анализът не изразява политически позиции; не третира предмета си положително или отрицателно; разглежда суверенния риск единствено от гледната точка на неговата оценка и управление. Авторът не носи отговорност за неточно, непълно и превратно използване на тезите в доклада. Без неговото изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира, освен за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, а от академичния дебат за оценяването на суверенния риск. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.



Резюме

Статията описва правните противоречия между споразуменията за „Южен поток“ и съответните норми от правото на ЕС. Тя започва с обяснение защо правото на ЕС е приложимо в случая. С оглед върховенството на европейското право, европейските норми се налагат над националните. Съответно, приложими са чл. 102 от Договора за функционирането на Европейския съюз (ДФЕС) и последните два Енергийни пакета. Трудът продължава с обяснение защо Европейската комисия (ЕК) обвинява „Газпром“ в нарушение на гореспоменатите норми.

Втората част от статията описва позицията на „Газпром“. Аргументите, които руските представители могат да приведат, се основават най-вече на принципа „Pacta sunt servanda“ (Договорите трябва да се спазват). Очакването е споразуменията да се спазват, въпреки несъответствията с местното право. Въпреки силата на този принцип, самото международно право посочва българското законодателство (и съответно европейското) като приложимо в случая. Договарящите страни сами са отчели нуждата от това в част от двустранните актове. Нуждата от спазване на местното право е отбелязана също така в Двустранния договор за насърчаване на инвестициите, сключен между България и Русия, върху който руската страна може да се основе при неизпълнение, за да свика арбитражен съд срещу България.



Въведение

Проектът „Южен поток“ поражда въпроси относно своята законосъобразност спрямо европейските норми. Притесненията са най-вече свързани с това, че „Газпром“ би контролирал преноса на газ и едновременно би бил доставчик на същия газ. Наскоро бе подписано споразумение между българската държава и „Газпром“, по силата на което компанията се съгласява да предостави достъп на трети страни до тръбопровода. Условието, при които това би се случило, обаче остават неизвестни и съществува реален риск ангажиментът да е само „козметичен“. Второ, „Газпром“ притежава силно господстващо положение в известен брой национални пазари в Европа. Ценовата политика на компанията, както и политиката за предотвратяване появата на конкуренти, буди притеснения, свързани с член 102 ДФЕС. Трето, не е бил организиран търг за финансова институция, която да осигури кредит за проекта, а търговете за строител на тръбопровода недвусмислено нарушават директива 2004/17/ЕО.

В по-широка перспектива, руските представители поставят под въпрос самото прилагане на европейското право, считайки че въпросът трябва да се разглежда като само международно-правен. Тази позиция лежи върху „чисто договорната“ гледна точка.

Целта на тази статия е да се фокусира върху правните аспекти на въпроса и да опише противоречията, свързани с „Южен поток“.

Проектът нарушава по-голямата част от приложими норми. Тази ситуация обаче не е безвъзвратна. Все още е възможно „Южен поток“ да бъде приспособен към българското законодателство. В първата част от текста ще бъде пояснено защо правото на ЕС е приложимо в случая. Във втората част ще се концентрираме върху

механизмите на международното право.

„Южен поток“ нарушава правото на ЕС

Тук ще се засегне темата за сегмента от проекта, който ще бъде изграден на българска (и, следователно, европейска) територия. Следователно, поради явни причини, той трябва да спазва местното законодателство.

Според ЕК, „Южен поток“ попада под режима на член 102 ДФЕС. Вторият и Третият енергиен пакет също не са взети предвид при проекта. Тази точка ще опише йерархията на правните норми в ЕС, за да оправдае приложимостта им в случая.

Върховенство на правото на ЕС над националните актове

Първо, според „Газпром“, споразуменията по ЮП, в качеството си на международни актове, се намират над националното законодателство и не попадат под неговия режим. Това твърдение е погрешно, тъй като приложимите норми идват от наднационално равнище – от ЕС. Те стоят на върха на правната йерархия на всяка държава членка. Затова националните власти не могат да прилагат закони или да изпълняват договори, които не съответстват на това по-високо ниво на законодателност. „Газпром“ не може да очаква, че споразуменията и протоколите по „Южен поток“ ще бъдат наложени въпреки наднационалните директиви и регламенти на ЕС.

Принципът на това върховенство може да бъде проследен до 1964 г., когато е взето едно от най-съществените решения на Съда на ЕС. Чрез решението си по делото „Flaminio Costa against E.N.E.L.“, Съдът допринася за изграждането на европейската правна система като постановява, че държава членка няма право да законодателства в несъответствие с правото на ЕС. Този принцип засяга в еднаква степен норми, приети преди и след визираната европейска норма. Впоследствие този постулат става обект на Декларация номер 17 към Договорите.

Заклучението е, че правото на ЕС остава приложимо към случая.

Второ, възможно е да се отиде още по-далече. Според практиката на Съда на ЕС, частни лица могат, при определени условия, да се позоват на директиви (а не само на регламентите), които все още не са транспонирани в българското законодателство.

В „Politi SAS against Ministero delle Finanze“ (1971) Съдът постановява, че регламентите имат „непосредствен ефект“. Това означава, че физически и юридически лица могат директно да основават на тях своите искове, без да е нужно транспонирането им в националната правна система. Същото се отнася и за директивите, при условие, че са достатъчно ясни и точни и че крайният срок за транспонирането им е изтекъл.

Третият енергиен пакет все още не е цялостно инкорпориран в българското право, но той остава приложим. Някои негови аспекти са вече част от Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове, произтичащи от него. Останалата част от пакета са под формата на регламент или изпълват критериите от решението „Van Duyn vs. Home Office“ за яснота и изтекъл срок.

Следователно, Вторият и Третият енергиен пакет, както и директивите и регламентите

за провеждането на търгове могат да бъдат успешно приложени, въпреки че част от тях не е цялостно транспонирана.

Трето, взаимнопоставеността на правото на ЕС и международното право е била обект на много академични спорове. От гледна точка на международното право, споразуменията между България и „Газпром“ се намират на над-национално ниво и не би трябвало да се влияят от вътрешните норми на страната. В някои случаи, тази теза има приложение, но не и в настоящия. Тя не взема предвид спецификата на европейската интеграция. Когато определена компетенция е прехвърлена от национално на европейско ниво, държава членка не може повече да законодателства или да сключва договори с трети страни в противоречие с нея. Обратното би значело, че всяка директива или регламент биха могли да бъдат заобиколени чрез подписването на споразумение със страна, която не е членка на ЕС.

За да бъде избегната тази хипотеза, Съдът издава решението „АЕТР“ от 1971 г. Според него, „вътрешните компетенции“ на ЕС трябва да бъдат спазени и във „външните“ отношения на държавите членки с трети страни. Целта е да се избегне обезсмислянето на правото на ЕС.

Този принцип е вече част от основополагащите договори, а именно член 3 алинея 2 от ДФЕС. *„Съюзът разполага също с изключителна компетентност за сключване на международни споразумения, когато това е предвидено в законодателен акт на Съюза или е необходимо, за да му позволи да упражнява своята вътрешна компетентност, или доколкото може да засегне общите правила или да промени техния обхват.“*

Четвърто, България не може да заобиколи правото на ЕС, сключвайки международни споразумения.

Енергийните политики все още не са част от компетенциите на Съюза per se.

Употребата на собствените енергийни ресурси, както и определянето на енергийните миксове, остава до голяма степен, национален прерогатив. Въпреки това, ЕС регламентира някои аспекти от сектора, посредством Вътрешния пазар. България не може да не отчете този факт при подписването на споразумения и протоколи с „Газпром“.

Според чл. 194, ал. 1 ДФЕС, Енергийната политика на ЕС цели да осигури правилното функциониране на енергийния пазар, сигурността на доставките и да насърчава енергийната ефективност и взаимосвързаност на държавите членки. Това покрива само частично разнообразието от тематики, свързани със сектора.

В този ред на мисли, Третият енергиен пакет всъщност регулира конкуренцията на енергийните пазари, а Регламентът за аварийна доставка на газ цели само да гарантира, че в случай на криза, всяка държава членка би могла да си набави жизнения минимум синьо гориво. Нуждата от диверсифициране многократно е била потвърждавана, именно в стратегията „Европа 2020“. Механизмът „Свързана Европа“ също предоставя фондове за по-пълноценното интегриране на националните енергийни пазари.

Следователно, самото сключване на споразумение с „Газпром“ не е в нарушение на правото на ЕС. Затруднения произтичат от конкретни клаузи на текста, които не спазват изискванията на Втория и Третия енергиен пакет. Българската страна е

направила грешката да подпише текст, който нарушава правилата на Вътрешния пазар. Това е пример, който *par excellence* попада под режима на решението „АЕТР“.

„Южен поток“ не спазва европейското право на конкуренцията и регламентацията, отнасяща се до търговете

След като беше определена приложимостта на европейското право, следва фокусът да премине към конкретните норми, които „Южен поток“ трябва да спазва.

Конкуренция: Притесненията относно „Южен поток“ са основно свързани с конкуренцията. Ще погледнем проекта през призмата на член 102 ДФЕС, отнасящ се до злоупотребата с господстващо положение. След това, ще направим същото с Третия енергиен пакет.

За да може да бъде приложен член 102 ДФЕС, се налага първо да бъде дефиниран пазарът, на който участва въпросната компания. Тази дефиниция позволява да се прецени позицията на фирмата спрямо нейните конкуренти и „пазарното ѝ влияние“. Тази тема може да бъде обект на дълги разсъждения, но *prima facie* поглед позволява да се приеме разделението на два основни пазара, което фигурира в енергийните пакети, а именно: Добив, от една страна, и пренос от друга.

На тези два пазара, „Газпром“ притежава изключителни позиции. Компанията доставя 86% от газта, консумирана в България. Пазарният дял не е достатъчен сам по себе си, за да докаже господстващо положение. То може да зависи от редица други критерии. Газовата криза от 2009 г. обаче показва, че компанията е достатъчно господстваща, за да блокира икономиката на страната.

В допълнение към безспорното господстващо положение на пазара на газовите доставки, „Газпром“ цели да утвърди положението си на пазара на преноса като блокира достъпа на други компании до тръбопровода. ЕК често се е сблъсквала с фирми, които използват тежестта си на определен пазар като основа, върху която да изградят господстващо положение на друг пазар. Вторият казус срещу „Майкрософт“ е именно такава хипотеза. „Майкрософт“ отказваше да предостави на други компании нужната информация относно интерфейса си, като по този начин не им позволяваше да разработят софтуери, които да работят под „Уиндоус“. Така, „Майкрософт“ използваше господстващото си положение на пазара на оперативните програми, за да премахне конкуренцията на пазара на софтуерите. „Газпром“ цели да предотврати по същия начин достъпа на конкуренти до тръбопровода.

Самият тръбопровод може да се разглежда или като отделен пазар сам по себе си, или като част от пазара на преноса на газ. Сред основните критерии за дефинирането на пазар е взаимозаменяемостта на стоки или услуги. Ако визирият продукт може да бъде заменен от друг от гледна точка на потребителя, това значи, че двата продукта са част от един и същ пазар. Ако не може да бъдат заменени, пазарите са отделни и пазарните дялове и поведение трябва да се разглеждат поотделно. В случая с „Южен поток“, тръбопроводът е единственият път за пренос на газ от българското Черноморие до Сърбия (гр. Зайчар). При липсата на действащ интерконектор между двете страни, „Южен поток“ се явява незаменим по това конкретно трасе. Съгласно тази гледна точка, тръбопроводът е отделен пазар или под-пазар. При това условие, „Газпром“ е отговорен за цялостното му ограничаване.

Господстващото положение не е само по себе си незаконно. Всички икономически оператори се целят индиректно в добиването на такава позиция. Проблематична е обаче злоупотребата с него, когато се изкривяват условията за честна конкуренция.

Злоупотребата се дефинира като:

- пряко или косвено налагане на нелоялни покупни или продажни цени или на други несправедливи условия за търговия;
- ограничаване на производството, пазарите или технологичното развитие във вреда на потребителите;
- прилагане на различни условия по отношение на еквивалентни сделки с други търговски партньори, като по този начин ги поставя в сравнително по-неблагоприятно положение;
- поставяне на сключването на договори в зависимост от приемането на допълнителни задължения от другите страни, които по своя характер или в съответствие с търговската практика, нямат връзка с предмета на тези договори.

Свързвайки цената на газта с цената на петрола и петролните деривативи за период от 9 месеца, „Газпром“ налага нелоялни цени. Тази ценова политика силно се различава от европейския модел на ценообразуване, който се основава върху пазарните цени. „Газпром“ също рискува да ограничи търговията с газ между страни членки.

Стратегията за недопускане на конкуренти на пазара за пренос не е нова. ЕК има вече опит с подобно поведение. „ЕНИ СпА“ (Италия) имаше пълен контрол над преносната мрежа и доставката на газ в Италия. В решението си от 29 септември 2010 г., ЕК определи, че *„Систематичният и целенасочен отказ на „ЕНИ СпА“ да предостави достъп до инфраструктурата значително е намалил възможността на конкурентите да пренасят газ в Италия и чрез международната мрежа. Пренасищайки капацитета на тръбата, предлагайки го при по-лоши условия и стратегически ограничавайки инвестициите си в капацитета на тръбата, „ЕНИ“ е предотвратила достъпа до пазара и е ограничила способността и интереса на конкурентите си да упражнят конкуренция на този пазар в Италия“*. „Газпром“ няма предимството на изненада в това отношение, защото прецедент вече съществува. В случая с „ЕНИ“ се наложи фирмата да се съгласи на редица компромиси, преди ЕК да преустанови задействаната срещу нея процедура по член 102. Компанията се наложи да разпродаде голяма част от дяла си във фирмата, която контролира въпросните газопроводи. В преговорите си с „Газпром“ ЕК трудно би могла да отстъпи от тази своя позиция, защото това директно би означавало, че дискриминира „ЕНИ“ спрямо руския доставчик.

Наскоро бе подписано ново споразумение между България и „Газпром“, което предвижда достъп за трети страни до „Южен поток“. Принципът на това споразумение (чийто текст не е публично достъпен) е да замести член 4 от Споразумението от 2009 г., което предвиждаше *„100% от капацитета на Газопровода да бъде договорен от ОАО „Газпром“ или от упълномощена от него компания“*. Условията, при които този достъп би бил осигурен, остават обаче неизвестни.

Според член 9 алинея 1 (b) (i) от Газовата директива от Трети енергиен пакет, едно и също лице не може да „контролира“ или „упражнява каквото и да е право“ върху

Оператора на преносната система или върху самата преносна система. Целта на това правило е да се сложи край на възможността да се използва доминантно положение на пазара на доставките, за да се усили това положение на пазара на преноса. Стимулирайки конкуренцията на двата различни сегмента от процеса, ЕК цели намаляване на цените и увеличаване на качеството на услугата.

Нещо повече, даже да не беше в сила Третият енергиен пакет, изискването за отделяне на двата сегмента (доставка и пренос) вече съществува във Втория енергиен пакет. „Газпром“ не може да избегне това правило.

Повсеместният контрол на „Газпром“ над всички етапи от процеса накара ЕК да интервенира. Споразумението от 2014 г за достъп на трети страни цели да реши проблема, но то може и да не бъде достатъчна гаранция. Достъпната на този етап информация не позволява да се установи по какъв механизъм би бил предоставен достъпът.

Последователният отказ на „Газпром“ да свърже „Южен поток“ с националната мрежа на България ясно говори за намерението да се предотврати включването на конкуренти. На този етап, „Южен поток“ е предвидено да се простира върху 540 км от българската територия, без нито една връзка към националната газопреносна мрежа. Компанията може да предяви иск за изключение от принципа на член 9 по силата на член 49 от Газовата директива. Ситуацията, обаче, не позволява изключение. За да бъде успешно предявен искът за изключение, засегнатата държава членка не трябва да има междусистемна връзка със съседна страна член и трябва да се снабдява с газ от един основен доставчик (от 75% нагоре, какъвто е случаят на „Газпром“).

България наистина се намира в тази ситуация, но член 49 пояснява, че изключение може да се търси само до момента, в който горепосочените условия съществуват. Интерконекторната връзка между България и Румъния ще бъде оперативна значително преди „Южен поток“ да започне да функционира. Следователно, България вече няма да бъде изолирана от останалите държави членки и изключението не би важало. Параграф 35 от същата директива също позволява изключение, когато е засегната сигурността на доставките. В случая, тя не би била засегната от отделянето на двете дейности, освен при политическо решение от руска страна. Изключение не може да се направи.

Търговете: Съществуват и проблеми относно строителството на газопровода „Южен поток“. Доставката на съставни елементи, строителството на тръбата и избора на кредитна институция са стъпки, които изискват законосъобразно провеждане на търг. Един първи търг беше организиран през месец януари 2014 г., но не беше публикуван в Официален вестник на ЕС (ОВ), както го изискваше член 16 от директива 2004/17/ЕО. Поради прекалено кратките срокове на търга, той бе отменен. Впоследствие нов търг е бил организиран през март с.г., но той отново не е обект на обява в ОВ. Според информация, излязла в медиите, спечелилата компания е „Стройтрансгаз“ (руска фирма), заедно с консорциум от пет български фирми. Проектната компания „Южен поток – България“ нито потвърждава, нито отхвърля информацията. Възможно е да се търси оправдание за липсата на прозрачност с търговската тайна (както „Газпром“ прави по отношение на критериите, по които образува цените си спрямо отделните държави).

Директивата, обаче, не може да бъде заобиколена чрез този довод. Практиката на

Съда в Люксембург дефинира търговската тайна като покриваща „чувствителни и детайлни данни, които обикновено не са достъпни нито за обществото, нито за специализираните кръгове“ (10 февруари 2000 г., „Галилео и Галилео Интернешънъл“). „Газпром“ трудно може да претендира, че информация, която по право би следвало да бъде публикувана в ОВ не е *„достъпна за обществото, нито за специализираните кръгове“*. Самата идея за търг предполага информацията да достигне до възможно най-широк кръг хора.

Търговете също така не спазват и българското законодателство, което също изисква публикуването в Държавен вестник, но при значително по-ниски прагове на поръчката.

Някои анализатори считат, че при повторен търг би трябвало, той да бъде разделен на четири части, а именно за: 1) Доставчик на съставните елементи 2) Доставчик на компресорните станции 3) Строител. Това би позволило да се стимулира конкуренцията между кандидатите за всяка отделна част. Въпреки това, и вторият търг възлага всичките три аспекта на един изпълнител.

Несправедливо образуване на таксите за пренос: ЕС изисква транзитните такси да бъдат определяни въз основа на разходите по преноса. За целта, регламент 715/2009 въвежда модела „Вход-изход“.

„Газпром“, от своя страна, определя транзитните такси според пропътуваното разстояние, за да може условията да варират от страна на страна. Компанията защитава своята ценова политика с търговската тайна. Този аргумент не е валиден.

Както споменахме по-горе, търговската тайна не може да бъде повод за неспазване на европейското законодателство. Всички останали участници на пазара спазват модела „вход-изход“. Ценовата политика на останалите конкуренти не е тайна. „Газпром“ би поставил всички тях в неравностойно положение, ако откаже да предостави точна информация за критериите, по които фиксира транзитните такси. Щом тази информация не е *„чувствителна“* за останалите участници, нито *„обикновено (не) достъпна за обществото и специализираните кръгове“*, значи „Газпром“ трябва да я даде.

„Газпром“ се позовава на международното право

Позовавайки се на международното право, руските представители твърдят, че правото на ЕС не е приложимо към „Южен поток“. В тази част ще разгледаме случая през призмата на международното право.

Споразуменията за „Южен поток“ – Pacta sunt servanda

От гледна точка на международното право, проектът се състои от серия международни споразумения и протоколи между България и „Газпром“. Основавайки се на известния латински принцип, че *„Договорите следва да се спазват“*, руската позиция предполага споразуменията да се налагат над националното и европейско законодателство.

Вторият Протокол от 2013 г. може да се дефинира като *„клауза за приложимо право“*: Според този протокол, договарящите страни се съгласяват, че правната рамка на България трябва да бъде спазена. Същото е и съдържанието на член 3 от

Споразумението от 2009 г., според който *„Прединвестиционното (предпроектно) проучване ще съдържа детайлна оценка на всички технически, юридически, финансови, екологични и икономически аспекти и характеристики на Проекта“*.

Международните договори често съдържат клаузи с формулировка подобна на тази на протокола. Наричат се „клауза за приложимо право“ и посочва правото на конкретна държава, според което ще се изпълняват договореностите и според което би бил решен евентуален спор.

Ако принципът *Pacta sunt servanda* бъде спазен, „Южен поток“ би следвало да се подчини на българското и следователно на европейско право. В този случай, самото международно право пренасочва страните към българската правна система. Аргументът на руската страна не променя по същество приложимите правила. „Газпром“ си противоречи в това отношение.

Компанията със сигурност ще повдигне принципа *Nemo auditor propriam turpitudinem allegans*, според който никой не може да се оправдае със собствената си грешка. Действително, България е подписала тези споразумения, въпреки че от самото начало е било ясна тяхната незаконосъобразност. Руският аргумент тук би бил валиден, защото „Газпром“ не би трябвало да бъде санкциониран защото българската страна сама е подписала несъответстващо споразумение. Ако България спре изпълнението на проекта, защото е в нарушение на правото на ЕС, страната ще се озове в противоречие с позицията, която е имала досега. Подписването на тези договорености, последвано от отказ на изпълнение, би било забелязано от всеки арбитражен съдия. Такива явни противоречия се наричат „estoppel“ и поставя страната в правен шах-мат.

Конкуренцията като безпрекословен принцип, който не може да се заобиколи договорно: Вероятно е „Газпром“ да оспори по-горната дефиниция на „клаузата за приложимо право“. При това положение, Протоколът от 2013 г. би представлявал само общо съгласие, че правото трябва да се спазва. Това би го лишило от всякакъв смисъл. Какво би се случило ако компетентният съдия отхвърли дефиницията? Това би ли означавало, че правото на конкуренцията няма да се приложи? Някои автори включват конкуренцията в групата на нормите, които се налагат на договарящите страни даже в международен план. *„Принципно, безпрекословните правила предпазват обществения и икономически интерес на едно общество. Най-често цитираните такива правила са: конкуренцията, регулациите за ценни книжа, блокадата или бойкотът, контролът на валутата, както и конфискацията и национализацията“*. Във френското право, примерно, тези правила се казват „d'ordre public“ (от обществено значение) и покриват социални и икономически императиви, които остават приложими въпреки договорните отношения. Ние подкрепяме тезата, че конкуренцията е специфична сфера, която прекалено лесно би се обезсмислила, ако международен договор бе достатъчен, за да я отмени.

Следователно, още веднъж международното право препраща страните по „Южен поток“ към европейските норми и по-конкретно към член 102 ДФЕС и член 9 от Газовата директива от Третия енергиен пакет.

Инвестиционен арбитраж: „Оправданите очаквания“ на „Газпром“ срещу липсата на „Дю дилиджънс“

Преговорите между ЕК и руските представители са в застой с оглед анексията на

Крим. Какво би се случило обаче ако никоя от двете страни не се съгласи да направи компромис? България би се озовала пред неприятната дилема – да наруши правото на ЕС или да наруши споразуменията с „Газпром“. И в двата случая се очакват санкции. Ако разочарованата страна е „Газпром“, компанията би могла да потърси обезщетение чрез международен инвестиционен арбитраж.

Това е възможно по силата на договора между България и Русия за насърчаване и взаимна защита на инвестициите от 1993 г., който е ратифициран и от двете страни.

Приложимост на двустранния договор за инвестициите: Приложимостта на договора е подчинена на дефинициите за „инвестиция“ и „инвеститор“. Те се намират в член 1 от Договора, като формулировката е целенасочено обща, за да може да обгърне възможно най-широк спектър от случаи. Инвеститор е „б) всякаква компания, фирма, дружество, предприятие, организация или асоциация, създадена в съответствие със законодателството на тази договаряща страна, със седалище на нейна територия.“ Следователно, „Газпром“ е инвеститор. Алинея първа описва какво е инвестиция : „а) права на собственост и други вещни права; б) акции, дялове или други форми на участие в дружества; д) права за осъществяване на стопанска дейност, провеждани въз основа на закон или договор, и по-специално за търсене, обработване, извличане или експлоатиране на природни ресурси“. Собствеността над тръбопровода, както и споразуменията, които се отнасят до неговата експлоатация, се вписват в дефиницията за инвестиция по смисъла на Договора. Освен това, 50-те процента, които „Газпром“ притежава в проектната компания „Южен поток – България“ също се разглеждат като инвестиция.

Важно е да се прави разлика между „Газпром“ и проектната компания. Инвеститорът е „Газпром“, а „Южен поток – България“ е инвестицията заедно с тръбопровода и правата над него.

Може да се заключи, че договорът е приложим към случая.

„Справедливият и равноправен режим“ обичайно предпазва „оправданите очаквания“ на инвеститора: Договорът взема предвид хипотезата за национализиране на инвестициите и начина, по който следва да бъдат обезщетени. В някои случаи, експроприирането може да се случи индиректно посредством правни мерки, които биха обезценили инвестицията. Случаят не е такъв. Споделянето на капацитета на газопровода с трети страни не означава, че проектът губи своята възвращаемост. Следователно, въпросът се задава в плоскостта „Справедлив и равноправен режим“. Това е стандарт в международното инвестиционно право, който санкционира вредата нанесена на инвестициите, когато тя не е толкова сериозна, за да се говори за експроприиране. Ако бъде свикан арбитражен съд, руската страна неминуемо ще се позове на този стандарт.

Член 3 от Договора за инвестициите съдържа този принцип. Режимът е „почти повсеместен в международния инвестиционен арбитраж“. Количеството решения, издадени въз основа на него, ни позволяват да очертаем характеристиките му. Инвестициите следва да бъдат третирани „справедливо“, „безпристрастно“ и с „добро намерение“. Санкционира се „произволът“ и „липсата на честен процес“.

Трудно би могло да се твърди, че българската администрация и правителство са третирали инвестицията несправедливо. Всъщност, инвестицията беше определена

като проект от национално значение през 2011 г., което значително улесни административните стъпки по осъществяването му. Едно е сигурно, обаче. Проектът не е бил третиран като всички останали, защото никога друга инвестиция не е получавала такава правителствена подкрепа в България през последните 25 години.

„Газпром“ ще повдигне аргумент за нарушението на „оправданите си очаквания“ – концепт, който се интерпретира от арбитражните съдилища като съдържащ се имплицитно в по-общия „справедлив и равноправен режим“. Очакванията на инвеститора са често породени от действия и обещания от страната приемник на инвестицията и които са създали представата, че държавата ще способства за реализацията на проекта. Обективно, българското правителство на различни етапи е създавало именно такава представа.

„Оправданите очаквания могат да се основат само, или по-лесно, върху действия, насочени към определено лице или малка група от лица по-скоро, отколкото върху общи правила.“ Отново, България се е ангажирала конкретно към „Газпром“ в редица случаи. Това неминуемо е породило очакването, че проектът ще се реализира.

Очакванията на инвеститора не са основателни, когато той не е изпълнил своя „дю дилидженс“ (дължимо усърдие): Справедливото третиране не е абсолютен принцип. То има граници, свързани с дълга на инвеститора да проведе „дю дилидженс“, т.е. да не основава очакванията си на несъстоятелни обстоятелства. Една международно опитна компания като „Газпром“ не би следвало да очаква, че проект, който е в нарушение на местното право, би се реализирал безпрепятствено.

Член 2 от Договора за насърчаване на инвестициите гласи: *„Всяка от договарящите страни насърчава инвеститорите на другата договаряща страна да осъществяват инвестиции на нейната територия и допуска такива инвестиции в съответствие с националното си законодателство“.* Ако „Газпром“ има очаквания, те не могат да бъдат оправдани, след като компанията е знаела, че ще се сблъска със българските закони.

България също се е поставила в трудно положение. Според член 5 от Споразумението от 2009 г., *„Всяка страна си запазва правото самостоятелно да вземе окончателно решение за участието си в Проекта (наричано оттук-нататък „инвестиционно решение“) по собствена преценка, при отчитане на приложимото си национално законодателство“.* Вземането на инвестиционно решение от страна на България се явява гаранция, че проектът отговаря на местното право, какъвто не е случаят.

Не звучи правдоподобно „Газпром“ да е очаквал, че незаконосъобразността на „Южен поток“ няма да бъде забелязана или санкционирана от Брюксел. Хипотетичните очаквания на компанията са основани върху несигурната презумпция, че България ще наруши европейското право, за да спази споразуменията.



Заклучение

Правото на ЕС се налага над националните актове, даже когато те влизат в сила след европейската норма. Липсата на транспониране не влияе върху непосредствения ефект на европейските норми.

България като държава членка на ЕС не може да подписва международни споразумения в нарушение на европейското законодателство.

Споразуменията за „Южен поток“ нарушават член 102 ДФЕС, както и Втория и Третия енергиен пакет.

Проведените търгове по изпълнение на проекта нарушават директива 2004/17/ЕО.

Ценовата политика на „Газпром“ нарушава Регламент 715/2009.

„Газпром“ твърди, че трябва да се приложи международното право, вместо европейското, но самите международни норми препращат към българското (и следователно европейското) законодателство.

Споразумението от 2009 г съдържа клаузи, препращащи към българското законодателство (член 3 и член 5).

Чрез втория протокол от 2013 г. „Газпром“ се ангажира да спазва местното законодателство.

Двустранният договор между България и Русия за насърчаване на инвестициите гласи в своя член 2, че законодателството на страната приемник трябва да се спазва.

С оглед всичко казано, може да се заключи, че „Южен поток“ е незаконосъобразен, но същото така, че това не е безвъзвратно. Проектът все още може да бъде приспособен към правилата на ЕС.

БИБЛИОГРАФИЯ

Статии:

д-р Виктор Аврамов. „Южен поток“: противоречията Брюксел-Москва“.

Нели Беширова „Правни и социални последици от дефицита на енергийната дипломация“, Външнополитически изследвания 5, септември 2013 г., Дипломатически институт, София.

Атанас Георгиев. „Регулаторни аспекти на Европейската Енергийна общност“, Външнополитически изследвания 5, Септември 2013 г. Дипломатически институт, София.

Mohammad Reza Baniassadi. "Do mandatory rules of public law limit choice of law in international commercial arbitration?", Berkley Journal of International Law Volume 10 (1992).

Christoph Schreuer, Professor of Law at the University of Vienna, "Fair and equitable treatment".

Snodgrass (E.), « Protecting Investors' Legitimate Expectations: Recognizing and Delimiting a General Principle », ICSID Review, FILJ, Vol. 21, № 1, Spring 2006.

Michele Potesta, "Legitimate expectations in Investment Treaty law : Understanding the roots and

the limits of a controversial concept” presented at the Society of International Economic Law (SIEL) Third Biennial Global Conference, Singapore, 12–14 July 2012.

Официални документи:

Commission Staff Working Document, “Ownership unbundling – the Commission’s practice in assessing the presence of a conflict of interest including in case of financial investors.

Summary of Commission decision of 29 September 2010 relating to a proceeding under Article 102 TFEU and Article 54 of the EEA Agreement – (Case COMP/39.315 — ENI)

Commission notice on the definition of relevant market for the purpose of Community competition law (97/C 372/03)

Communication from the Commission — Guidance on the Commission’s enforcement priorities in applying Article 82 of the EC Treaty to abusive exclusionary conduct by dominant undertakings (2009/C 45/02)

Съдебна практика:

“Flaminio Costa against E.N.E.L.” decision (1964) ECJ, ECR 585 (6/64)

“Politi SAS against MinisteriodelleFinanze” (1971) ECJ, Case 43/71

“Van Duyn vs. Home Office” (1975) ECJ, Ch. 358 C-41/74

“AETR” (1971) ECJ, Case 22/70

“MTD Equity Sdn. Bhd. And MTD Chile S.A. VS Republic of Chile”, ICSID Case No. ARB/01/7

“Waste Management, Inc. v. United Mexican States” (ICSID Case No. ARB(AF)/00/3)

“Saluka Investments B.V. vs. Czech Republic” (UNCITRAL)

“TecnicasMedioambientalesTecmed S.A. v. The United Mexican States” – Case N. ARB(AF)/00/2

**МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ
АПРИЛ 2014**

**МЕЖДИНЕН ДОКЛАД С АНАЛИЗ И ПРОГНОЗА
АПРИЛ 2014**

доц. д-р Иван Н. Иванов



Този междинен доклад за природния газ има за цел да анализира влиянието на руско-украинския конфликт върху сигурността на доставките и пазара на природен газ в ЕС. Факторите, които влияят съществено не се оценяват като положителни или отрицателни; анализира се единствено тяхното въздействие върху сектора.

При изготвянето на прогнозата безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира, освен за изследователски и учебни цели - докладът не е част от публичния, а от академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.



Резюме

Този доклад разглежда систематично различните аспекти на отражение на руско-украинския конфликт върху енергийната сигурност на Европа в областта на природния газ. За Русия този енергоносител се явява ключов за въздействие върху решенията на ЕС, поради обстоятелството, че 35% от необходимото количество природен газ за общността се доставя от „Газпром“. Анализирано е въздействието, което Русия, чрез цената на природния газ, оказва върху икономиката на Украйна и последиците при евентуално спиране на доставките. Представени са възможните решения при възникване на такава ситуация. Подробно е анализирана хипотезата на спиране на транзита на руски газ през Украйна и вариантите за минимизиране на щетите за засегнатите страни. Специално е разгледано състоянието с газовите доставки за България и възможностите за ускорено повишаване на енергийната сигурност по отношение на природния газ.



Въведение

Кризата в отношенията между Русия и Украйна в резултат от анексирането на Крим създаде напрежение около доставките на руски природен газ за Киев. Кремъл води икономическа война срещу Украйна, стремейки се чрез непоносимо високи цени на доставяната от „Газпром“ суровина да разруши украинската икономика, да изправи страната пред финансов колапс, да предизвика безредици и бунтове, чрез които да провали провеждането на демократични избори на 25 май. Без легитимно избран президент, Украйна би станала мишена за руските сили в източната част на страната. С натиск и заплахи да бъде разпокъсана, тя е принуждавана да се федерализира и приеме силно проруско влияние.



Инструментите на Русия

До 01.01.2014 г. руският газ за Украйна струваше 423 \$/1000 м³. В резултат на споразумението от декември 2013 цената беше намалена от 01.01.2014 на 268,50 \$/1000 м³, с възможност за актуализация на всяко тримесечие. Възползвайки се от тази клауза, „Газпром“, от 01.04.2014г., повиши цената с 43% на 385,50 \$/1000 м³, под претекст, че украинската страна не е погасила дълга по доставките на газ през 2013 г. и не плаща предварително 100% от цената на текущите доставки. Дългът на Украйна беше оценен на 1,711 млрд.\$¹

Два дни по-късно, на 03.04.2014 г., Русия заяви, че Харковската спогодба от 2012 г., която предвиждаше нулево мито за износ на газ за Украйна, е прекратила своето действие след анексирането на Кримския полуостров и това е довело до ново увеличение на цената на газа с още 100\$ и тя достигна 485 \$/1000 м³ както и на дълга на Украйна, едностранно преизчислен вече на 2,2 млрд.\$²

Поисканата от „Газпром“ цена от 485 \$/1000 м³ няма икономически основания. Тя е политически мотивирана, с цел да се окаже натиск и да бъде дестабилизирана Украйна. Аргументите, че цената е дискриминационна, са следните:

- Средната цена на доставения руски природен газ в ЕС за 2013г. е 370 \$/1000 м³,

т.е. от Украйна се иска да плаща 115 \$/1000 м³ по-висока цена;

- За Германия, Холандия, Франция и други страни, отдалечени на хиляди километри от Русия, цената на доставяния на Украйна газ е с около 150\$/1000 м³ по-ниска от тази за Украйна, за която транспортните такси са много по ниски;
- Цената на природния газ, доставян на България, е 404\$/1000 м³ (на станция „Исакча“), с включени транзитни такси през Украйна за пренос по далекопровод с дължина над 1000 км. А природния газ за Украйна се получава директно от Русия и въпреки това е с 80 \$/1000 м³ по-висока цена.

Влияние върху икономиката на Украйна

През 2012 г. Украйна консумираше 64 млрд.м³ природен газ, като 32,9 млрд. м³ бяха внос от „Газпром“, а останалото количество – местен добив. През 2013 г. потреблението на газ в страната беше постепенно намалено и към 01.04.2014 г. то е 55,50 млрд.м³, от които 24,50 млрд.м³ се получават от „Газпром“.

След първото повишение на цената на руския газ от 01.04.2014г. от 268,50 на 385,50 \$/1000 м³, правителството обяви цена от същата дата от 367 \$/1000 м³ за индустрията и бюджетните организации. Това е повишение с 29,1% на досегашната цена за индустрията (284 \$/1000 м³) и с 64,2% – на бюджетните организации (224 \$/1000 м³).³

Умишленото повторно повишаване на цената на руския природен газ представлява непосилна тежест за украинската икономика, особено за химическата и металургичната промишленост, които окончателно ще загубят конкурентоспособност и страната ще се окаже пред икономическа разруха. Ще се повиши безработицата, което ще доведе до социални вълнения с всички произтичащи от това последици. Ще се постави под съмнение провеждането на президентските избори на 25 май, при такава усложнена вътрешнополитическа обстановка.

Поради този вероятен сценарий за развитие на събитията премиерът Арсений Яценюк отказа да приеме рязкото и преднамерено повишение на цената на доставяния газ и заяви,⁴ че Украйна е готова да купува газ на цената от началото на годината (268.50 \$/1000 м³), която е балансирана пазарна цена и се очаква отговора от Москва.

Цената на природния газ за битовите потребители в Украйна винаги е била силно дотирана от държавата и е в пъти по-ниска от доставната цена. Правителството обяви повишаване на цената на газа за населението с 40%, считано от 01.05.2014 г. като една от мерките за оздравяване на тежкото финансово положение на страната.⁵



Спиране на доставките на руски газ за Украйна

Напълно е възможно Русия да прекрати доставките на газ, посочвайки, че Украйна не приема новата предложена цена (485\$/1000 м³) и не е платила за досегашните доставки. В този случай мерките за неутрализиране на проблема са следните:

Украйна ще увеличи максимално добива от местните си находища, осигуряващи 56% от суровината и ще започне използване на големите си собствени газови хранилища, където към 01.04.2014 г. са нагнетени 8 млрд. м³ природен газ. В

пролетно-летния сезон те могат да обезпечат потреблението до 3 месеца, ако не възникнат технически проблеми с изпомпването на газа. Поради мекото време незабавно ще се изключат всички топлофикации в страната.

На 15.04.2014 г. започна *подаване на газ от Полша* (4 млн. м³/ден), която на 31.03.2014 г. откри първата си реверсивна газова връзка с Германия (станция „Малнов“). Същата има капацитет 2,3 млрд. м³/год., а при нарушаване на доставките (при криза като сегашната) – 5,5 млрд. м³/год., съгласно информация на полския оператор „Gaz – System“. Немската компания RWE обяви готовност да доставя на Украйна 10 млрд. м³/год., включително и по други маршрути.

Още по-голяма е възможността за подаване на природен газ от Словакия. В края на 2013г. словашкият оператор „Eustream“ и украинският „Укртрансгаз“ подписаха споразумение за внос в Украйна на газ от Западна Европа. Построена е компресорната станция и се полагат тръбите. Първоначално се предвиждаше природният газ да потече през есента, с оглед на отоплителния сезон, но очевидно монтажните работи се ускоряват по искане на ЕК и САЩ. При нормална експлоатация, Украйна ще получава от Словакия 10 млрд. м³/год., което е 18% от цялото ѝ годишно потребление.

През месец юли т.г. ще бъде пуснат в експлоатация *полският терминал за регазификация* край Швиноуйшче на Балтийско море, който е с вместимост 5 млрд. м³/год. и с възможност за разширение до 7,5 млрд. м³/год. Основният доставчик за момента е Катар, с който Полша има 20-годишен договор, но няма съмнение, че терминалът ще се използва и за газ към Украйна, особено след като започнат доставките на втечнен шистов газ от САЩ. През декември ще започне експлоатацията и на плаващият терминал – платформа „Независимост“ край Клайпеда, Литва, откъдето също може да се доставя природен газ към Украйна.

При всяко от посочените по-горе решения горивото „ще бъде с 100 – 150 \$ по-евтино от руското“ по отношение на поисканите 485\$, както заяви премиерът Яценюк.⁶



Спиране на транзита на руски газ към Европа

Ако Русия преустанови доставките на газ за Украйна, страната най-вероятно ще подсигурия за известно време транзита за Европа, в очакване на обещаните кредити от МВФ и ЕС, за да изплати газовия си дълг и да поиска възстановяване на доставките. Възможностите обаче на Украйна да поддържа транзита на газ не са безкрайни, още повече, че ще се наложи страната да използва някои от тръбите за реверсивно подаване на газ от западно направление.

Русия изнася през Украйна към Европейския съюз и Турция общо около 111 млрд. м³/год. като 60% от природния газ преминава през Словакия. Преустановяване на подаването на газ безспорно ще създаде затруднения на бизнеса и домакинствата в половината страни на ЕС.

Подобието обаче с кризата от 2009 г., когато Русия спря доставките на газ през Украйна за 16 дни, е само привидно, защото междувременно Европейската комисия прие два регламента: Регламент № 715/2009⁷ относно условията за достъп до газопрееносни мрежи за природен газ и Регламент № 994/2010⁸ относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ, чието прилагане повишава енергийната сигурност на всяка една от страните на ЕС по отношение на природния

газ. Основните изисквания към страните бяха за диверсификация на доставчиците на газ, изграждане на междусистемни връзки с двупосочен капацитет и увеличаване на количествата съхраняван газ и на капацитета за неговото изтегляне.

За подпомагане на реализацията на изброените мерки ЕК отпусна безвъзмездно целево финансиране за конкретни ключови проекти. Сега, пет години след кризата от 2009 г., 27 от 28-те страни на ЕС са изградили една или повече реверсивни междусистемни връзки и са увеличили съхраняваните количества природен газ.

България е единствената страна в ЕС, която при спиране на доставките на природен газ, ще се окаже в същата критична ситуация, в която беше на 06.01.2009 г. За пет години не е реализирана нито една от междусистемните реверсивни връзки с Гърция, Турция, Сърбия и Румъния, като двете най-важни (с Гърция и с Турция) ще бъдат изградени едва след 2-3 години; не е увеличен капацитетът на газохранилището в Чирен и дори в този си обем не е максимално запълнено; не е увеличен броят на сондажите в Чирен (до 20), за да се увеличи дневното количество изтеглен газ; не се обявяват конкурси за проучване в блоковете „Терес“ и „Силистар“, които в средносрочен план биха задоволели, заедно с блок „Хан Аспарух“, нуждите на страната от природен газ.

Всички тези действия създават силното убеждение, че управленията на България в последното десетилетие, чрез своята пасивност, се стремят да запазят енергийната зависимост от Русия.

България не изпълни изискването на чл.6, т.5 от Регламент №994/2010, съгласно който до 03.12.2013 г. операторът на преносната мрежа в страната („Булгартрансгаз“) трябваше да осигури постоянен двупосочен капацитет по всички трансгранични междусистемни връзки с държавите-членки (Гърция и Румъния). Съгласно т.1 на същия чл.6 до 03.12.2014 г.

Страната ни трябва да гарантира необходимата сигурност на доставките на газ като постигне коефициент $(N - 1) \geq 100$, което би гарантирало, че при прекъсване на най-голямата газова инфраструктура (газопровода за доставки от „Газпром“), останалата инфраструктура е в състояние да доставя необходимото количество газ за задоволяване на общото търсене в страната.

Изчисленията показват, че България ще гарантира необходимата сигурност на доставките на газ едва през 2017 г., след построяване на връзката с Гърция. Едновременно с това, в последната година не бяха проведени разговори с „Газпром“, които да доведат до намаляване на цената на доставяния газ, нещо, което успяха да направят Гърция, Италия и Германия.



Проектът „Южен поток“

Газопроводът „Южен поток“ е геополитически проект от самото начало. Неговото построяване не е оправдано икономически, защото не се увеличава количеството газ, което Русия изнася за Европа. Стойността на проекта (16 млрд. евро по оценка на руската страна, 24 млрд. евро по оценка на западни експерти) го прави най-скъпият проектиран някога газопровод. Мотивите за построяването на „Южен поток“ са очевидни – да се изгради газопровод, който заобикаля Украйна при доставките към Европа. Това би дало възможност на Русия да упражнява силен натиск при вземане на важни политически решения (асоцииране и бъдещо членство в ЕС и евентуално в

НАТО), под заплаха, че ще преустанови транзита през страната, което би довело до загуба за Украйна от над \$1,5 млрд. от транзитни такси.

Русия планираше „Южен поток“ да се построи при условията на досегашните руски газопроводи към Европа – единствен доставчик „Газпром“, цени на доставките и транзитни такси, определени чрез икономически споразумения, а не на пазарен принцип. Това е в грубо противоречие с европейските правила, залежали във Втория и Третия енергиен либерализационен пакет на ЕС. Преговорите, които ЕК започна от името на седемте европейски страни участнички в проекта, с цел хармонизиране с европейските изисквания на подписаните двустранни споразумения с Русия, са замразени за неопределено време.

Европейският парламент прие резолюция срещу изграждането на „Южен поток“ като част от икономическите санкции в отговор на продължаващата дестабилизация на Украйна от руска страна. В тази ситуация е нелогичен стремежът на управляващото мнозинство в Народното събрание да прокара промени в Закона за енергетиката, които да изключат „Южен поток“ от задължението да отговаря на европейските правила. Това действие засилва съществуващите подозрения в Брюксел, че България обслужва руските интереси по този проект.



Минимизиране на щетите за България

Страната потребява в последните години около 3 млрд.м³/год. природен газ. От това количество 2,5 млрд.м³ (около 85%) са внос от Русия, а останалите 15% са местен добив. В структурата на крайното енергопотребление на страната природният газ заема скромните 12%. Това означава, че при прекъсване на доставките ще бъде необходимо да се гарантират, чрез други енергоизточници, 10% от енергийния микс (след отчитане на местния добив). Схемата на компенсиране е следната:

При домакинствата – чрез използване на електроенергия за битови нужди (климатици, готварски печки, бойлери и т.н.);

При транспортните средства – чрез използване на течни горива (бензин и дизел);
При топлофикациите (в зимния сезон) – чрез преминаване на горивните инсталации към работа с мазут и котелно гориво;

При големите *индустриални предприятия* подмяната на енергоресурсите е сложен, скъп и дълъг процес (химическа, циментова, керамична, стъкларска, металургична промишленост). По тази причина нагнетеният газ в хранилище Чирен трябва приоритетно да се използва за поддържане на тяхното производство. При запълнено хранилище природният газ би стигнал за захранване на българската индустрия в продължение на три месеца (по около 200 млн.м³/месечно).

Вероятността доставките да бъдат спрени за повече от 3 месеца е малка, защото в такъв случай главен потърпевш ще бъде самият доставчик „Газпром“, който ще понесе тежки финансови загуби, а оттам ще бъде силно ударена и приходната част на бюджета на Руската федерация.

Прекъсването на газовите доставки, дори и за броени дни, ще повлияе отрицателно на потребителите: използването на по-скъпата електроенергия от битовите потребители, на по-скъпите течни горива от транспортните средства, на по-ниско калоричните и по-

силно замърсяващите тежки петролни фракции от топлофикациите. Преустановяването на производствените процеси в индустрията след изчерпване на запасите от газ има особено тежки последици: загуба на пазарни позиции; загуби за свързани по веригата доставчици и/или дистрибутори; по-слаб износ; по-малко приходи в бюджета; по-голям дефицит по текущата сметка на платежния баланс; увеличена вътрешна задлъжнялост; по-нисък от очаквания икономически растеж.

Спирането на доставките на газ за 16 дни през януари 2009 г. нанесе загуби на българската държава от 500 млн. лв. по оценка на МИЕТ, като само членовете на БСК са инкасирали 230 млн. лв. загуби. Част от щетите са свързани с настъпили аварии при спиране на подаването на газ, с нарушаване на производствения цикъл, спиране на инсталации. Тежки загуби понесе самата газова индустрия поради рязко намалелите приходи от продажба, липсата на приходи от транзитни такси, повреди по газопреносната мрежа поради намалялото налягане.

На 12.01.2009 г. НС прие декларация по повод спирането на газовите доставки. В нея се възлага на МС да създаде междуправителствена група, която да определи загубите за българската икономика и да конкретизира начините за обезщетяване. Именно тази група определи щетите на стойност 500 млн. лв., които по никакъв начин не бяха компенсирани от руска страна.

При съществуващата в момента опасност от спиране на доставките на газ за страната е необходимо правителството да възобнови работата на тази междуправителствена група, чиято структура вече е изградена, и да се направи достоверна прогноза на загубите при евентуално спиране подаването на газ. Тази оценка е нужна за аргументиране на позицията на България пред ЕС при обсъждане на последните за страните членки от евентуална газова криза и начините за подпомагане и компенсиране на понесени загуби от страната ни.



Решението

Евентуалното спиране на доставките на природен газ е преодолим проблем за България. Щетите, които страната ще претърпи, ще бъдат цената, която ще се плати за бездействието, вероятно и умишлено, през тези пет години за осигуряване на диверсификация на газовите доставки. Повторното спиране на доставките обаче ще предизвика силен импулс към трайно решаване на енергийната сигурност на България в областта на природния газ. Тя почива върху проучване и добив от находищата в Черно море (блоковете „Хан Аспарух“, „Терес“ и „Силистар“); изграждане на реверсивни междусистемни връзки с Гърция, Турция, Румъния и Сърбия; построяване на терминал за регазификация в Егейско море (Александруполис) и внос на втечен газ; по-голям капацитет на газохранилището „Чирен“ и използване на второто хранилище (Галата); проучване на находищата на шистов газ в Северна България; ускоряване строителството на Южния газов коридор за доставки от Каспийския регион, Иран и Ирак. Изброените решения и евентуалните срокове за тяхната реализация са подробно развити в „Геополитическа прогноза за природния газ 2020, ЛУР, 2014“.

Украинската криза ускори по необходимост решаването на един от големите проблеми на ЕС – провеждането на единна европейска енергийна политика. Този процес беше многократно забавян, заради корпоративни интереси на големи европейски компании и заради личните интереси на продажни европейски политици и чиновници. Днес волята за европейска политика, основана на енергийна сигурност е силно изразена и

добива конкретни измерения:

До началото на месец юни т.г. ЕК е длъжна, след консултации с отделните страни, да разработи и представи пред Европейския съвет цялостна програма за намаляване на зависимостта на ЕС от газовите доставки от Русия.

На първо място, създаването на Европейски енергиен съюз се явява най-успешното противопоставяне на стремежа на Русия да договаря различни, политически мотивирани цени, за всяка отделна страна. Към момента цената на руския природен газ за различните страни от ЕС се различава с 60 – 70%, при това се касае за страни отстояващи на едно и също разстояние от Русия. Съгласно предложението на Полша, подкрепено вече от Румъния, Литва, Латвия, Естония и Швеция, общ орган на ЕС ще договаря цената, количествата, условията и сроковете на доставки на газ от външни доставчици, като се приема, че всички страни в ЕС ще са свързани чрез интерконектори в обща газова система и могат да се осигуряват доставки до всяка една страна.

На второ място, ЕС ще намали като цяло зависимостта си от външни доставки на газ, чрез разработване на местни находища. За целта ще се ускори приемането на директива с правила, гарантиращи опазването на околната среда, при проучване и добив на шистов газ, което рязко ще засили интереса към тази суровина. Знак за промяна е изявлението на министъра на екологията и енергетиката на Франция,⁹ че предстои промяна на мораториума в тази страна след изслушване на мнението на специалистите. Находищата от шистов газ в Европа ще осигурят до голяма степен енергийната независимост на ЕС.

На трето място, ЕС ще ускори плановите за изграждане на „Свързана Европа“, като се даде приоритет на проектите в страните, силно зависими от руските доставки на газ. Особена важност придобива газовият коридор „Север – Юг“, в който са включени Полша, Чехия, Словакия, Унгария, Румъния, България и Гърция. Ускореното изграждане на интерконектори между газопреносните мрежи на тези седем страни ще позволи да се създаде ос, която тръгва от Балтийско море (терминал за регазификация (Швиноуйшче, Полша) и достига до Егейско море (Александруполис, Гърция). Посочените страни ще могат да получават природен газ както от север, така и от юг, което гарантира доставките.

В *геополитически аспект*, освен рязкото повишаване на енергийната сигурност на изброените страни, оста „Север – Юг“ блокира окончателно плановите на Русия за монопол върху доставките на газ за Централна и Източна Европа по направление „Изток – Запад“. Големият енергиен проект на Русия – „Южен поток“ ще бъде замразен дотогава, докато стане очевидно, дори за неговите поддръжници, че той е безполезен, тъй като не засилва нито енергийната сигурност, нито енергийната независимост на ЕС. След което ще бъде окончателно прекратен.

БЕЛЕЖКИ

¹ <http://www.vedomosti.ru/companies/news/24737541/miller-s-1-aprelya-gaz-dlya-ukrainy-budet-stoit>

² <http://www.vedomosti.ru/companies/news/24869021/miller-cena-na-gaz-dlya-ukrainy-s-aprelya-2014-goda-sostavit>

³ <http://interfax.com.ua/news/economic/198426.html>

⁴ <http://interfax.com.ua/news/economic/199286.html>

⁵ <http://interfax.com.ua/news/economic/198426.html>

⁶ <http://interfax.com.ua/news/economic/199181.html>

⁷ РЕГЛАМЕНТ (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005

⁸ РЕГЛАМЕНТ (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета от 20 октомври 2010 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета

⁹ Сеголен Роаял: „Ще преразгледаме политиката по отношение на шистовия газ“
<http://www.challenges.fr/economie/20140403.CHA2385/segolene-royal-pour-une-remise-a-plat-de-l-ecotaxe.html>

ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА РИСКОВЕТЕ ОТ КРИЗАТА В ЕНЕРГЕТИКАТА, МАЙ 2014 г.

АНАЛИЗ И ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЗА ВЪЗДЕЙСТВИЕ

доц. д-р Иван Н. Иванов



Този доклад има за цел да изготви обоснована оценка на рисковете от кризата в енергетиката и тяхното въздействие върху отрасъла, икономиката и населението. При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада. Анализът и прогнозата не изразяват политически пристрастия; не третират положително или отрицателно политическата констелация; не дават аргументи за ползата или вредата от нея.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира, освен за изследователски и учебни цели - докладът не е част от публичния, а от академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.



Резюме

Този доклад разглежда нарушените рискови критерии, които са породили кризата в енергетиката, динамиката на тяхното развитие в последните осем месеца и последващото им въздействие върху бизнеса и населението като потребители на енергийни услуги. Те са представени последователно в основните области на енергетиката:

- Електроенергетика: неспазване на законодателството на ЕС; нарушен електроенергиен баланс (производство-поддържащи резервни генериращи мощности – потребление – износ); редуциране на генериращите мощности; субсидиране на топлинната енергия от цената на електрическата при когенерация; финансова несъстоятелност на НЕК; цени на електроенергията);
- Течни горива: цени и картелиране на пазара; злоупотреба с господстващо положение; контрол на вноса на суров петрол и на горивата в данъчните складове; загуби на акциз и ДДС от нерегламентиран внос и износ на течни горива;
- Природен газ: цени и монополна зависимост от един доставчик; злоупотреба с господстващо положение на пазара; проектът „Южен поток“;
- Общи рискове: зависимостта на ДКЕВР; търговския дефицит с Русия от вноса на енергийни ресурси.

Оценено е влиянието на всеки от рисковите фактори и са предложени мерки за въздействие с оглед на тяхното активно управление.

Енергийната криза е резултат от нарушени рискови критерии.



Анализ и мерки за въздействие на рисковете в електроенергетиката

Несъответствие на нормативните документи и управленски решения с европейското законодателство:

Първо, Народното събрание прие такса от 20% върху приходите на дружествата, произвеждащи електроенергия от соларни и вятърни паркове. ДКЕВР предложи въвеждане със задна дата на постоянна цена за присъединяване на единица мощност зелена енергия към електрическата мрежа. ЕК незабавно реагира: изрази загриженост за „жизнеспособността на сектора“ и за „сигурността и стабилността на инвестиционната среда в България“, подчертавайки, че не трябва да бъдат правени ретро активни промени в механизмите за подкрепа на сектора, в противен случай ще започне наказателна процедура срещу България.

Второ, ДКЕВР откри процедура за отнемане на лицензиите на трите електроразпределителни предприятия (ЕРП) – ЧЕЗ,¹ ЕВН² и „Енерго-Про“,³ заради задържани плащания към НЕК. Мотивът е, че НЕК се лишава от необходимите средства за осъществяване на лицензионната си дейност, поради невъзможност да извършва

разплащания към производителите на електрическа енергия и така се застрашава сигурността на доставките в енергийната система. Общественият доставчик обаче, от своя страна, трябва да компенсира ЕРП за изкупената от тях по преференциални цени зелена енергия, което не прави редовно от юли 2012 г. ЕРП са започнали да прихващат част от дължимите им средства. Това е обичайна практика, разрешена от Търговския закон, но ДКЕВР, предвид фактическия фалит на НЕК, изисква незабавно плащанията на ЕРП към НЕК, независимо от насрещните задължения. Срещу България започна специална пилотна процедура (EU Pilot⁴), чрез която ЕК набира данни, дали дадена държава нарушава правото на ЕС. В рамките на 10 седмици България трябва да даде отговор на поставените от ЕК въпроси, а в следващите 10 службите на Комисията ще решат дали да започнат наказателна процедура.

Трето, Народното събрание прие на първо четене поправки в Закона за енергетиката, чрез които проектът „Южен поток“ престава да се подчинява на европейските правила за достъп на други доставчици до газопровода. ЕК предприе и по отношение на тези промени пилотна процедура. Срещу България ще започне наказателна процедура, ако промените бъдат окончателно гласувани в Народното събрание.

Четвърто, на 05.06.2014 г. Съдът на ЕС ще се произнесе с решение по иск на ЕК за нарушаване от страна на Република България на задължението за осигуряване на максимален капацитет на всички участници на пазара на природен газ. Не е спазен Регламент 715/2009⁵ относно условията за достъп до газопреносните мрежи за природен газ, поради липса на връзка между транзитната и националната газопреносна система. България не е предприела действия за промяна на търговските договори между „Газпром“ и „Булгартрансгаз“, съгласно които по транзитния газопровод, дори когато не е запълнен, може да преминава само руски природен газ. ЕК настоява България да осъществи физическа връзка между транзитната и националната газопреносни мрежи, за да може в реверсивен режим да се доставя газ на България от други доставчици.

Нарушен електроенергиен баланс.

Инсталираните мощности в страната за производство на електрическа енергия към 01.01.2013 г. са 13759 MW.⁶ Брутното производство на електрическа енергия в страната е 50,3 TWh през 2011 г., след което спада с 5,8% за 2012 г. (47,4 TWh), със 7,1% за 2013 г. (44 TWh) и с 6,7% за януари 2014 г. спрямо януари 2013 г.⁷ Количеството произвеждана електроенергия зависи от два основни показателя: вътрешното потребление на електрическа енергия и възможностите за износ на ток е региона. Динамиката на тези величини определя енергийния баланс на страната. Брутното вътрешно потребление на електрическа енергия показва устойчив спад в последните години: за 2013 г. (37,86 TWh) то е с 3,3% по-ниско от потреблението през 2012 г. и с 4,8% по-ниско от това през 2011 г. Последните данни на НСИ показват, че през януари 2014 г. потреблението (3,27 TWh) е спаднало с 9,4% спрямо януари 2013 г.

Съгласно доклад на ДКЕВР, в страната се отчита общ спад на потреблението на електроенергия както за промишлеността, така и за битовите потребители. Прогнозата за общото потребление за следващия ценови период 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г. е с още по-силен спад – 9%. Резервните мощности при максимално натоварване на системата бяха 2200 MW и едва в последните месеци са намалени на 1040 MW, покриващи евентуална авария на ядрен блок в АЕЦ „Козлодуй“. Износът на

електроенергия от страната беше насърчен с решение на ДКЕВР, което намали цената за пренос през мрежата с 50% от 01.01.2014 г. Това обаче не доведе до повишаване на износа, който през последните 6 месеца (2013 – 2014 г.) остана практически на едно и също ниво от около 1,0 TWh/месец. Няма данни за нараснали нужди в региона, които биха довели до устойчиво увеличение на износа.⁸ Почти всички страни на Балканите предвиждат въвеждане на нови мощности. Допълнително ограничение за износ е наличието на ток на регионалния пазар, при цени напълно конкуриращи българските.

Спиране на електрогенериращи мощности и закриване на работни места.

До края на 2014 г. ще бъде създадена Електроенергийна борса, а година по-късно ще последва пълна либерализация на пазара на електроенергия. Тогава част от остарелите и ниско ефективни мощности ще бъдат закрити, тъй като няма да са конкурентоспособни на свободния пазар. Това ще бъде реална крачка към балансиране на системата. Едновременно с това, освобождаването от работа на близо 5 000 работници и служители от закритите ТЕЦ ще създаде сериозен социален проблем, на който понастоящем не се търси решение.

Субсидиране на топлинната енергия от цената на електроенергията при когенерация.

В съответствие с програмите за енергийна ефективност топлофикациите в страната въведоха когенерация. Цената на произведената електроенергия като вторичен продукт би трябвало да е съпоставима с цената на тока, произвеждан от другите генериращи мощности. В действителност тя е най-високата, особено след чувствителното намаление на цената на зелената енергия от соларни и вятърни централи. Към 01.07.2013 г. нейната осреднена стойност беше 255,16 лв./MWh, при цена на електроенергията от фотоволтаичните паркове под 200 лв./MWh. Топлофикациите използват приходите от продажбата на електроенергията от когенерация на преференциални цени, за да покриват загубите от високия процент не събрани задължения от потребители на централизирано парно отопление.

По същество това е субсидиране на топлинната енергия от произведената електроенергия при когенерация. Рискът от това неправомерно действие се поема от крайните потребители, чрез повишаване на цената на тока заради добавката за „енергия от централи с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия“. Поради тези причини ДКЕВР в рамките на 3 месеца от април до юли 2014 г. на 2 пъти намалява изкупните цени на произведения от топлофикациите и заводските централи ток средно с около 10%. Това намалява нерегламентираното субсидиране на топлинната енергия, затова със същото решение се повишава цената на парното отопление, за големите топлофикации с над 10%. Въпреки това, цените на електроенергията от когенерация остават нереално високи.

Цени на електроенергията.

Под заплахата от наказателни процедури за страната ни, през 2013 – 2014 г. операторът на преносната мрежа (ЕО) беше отделен от НЕК, потребителите на електроенергия средно напрежение преминаха от регулирани към свободно договорени цени, същото се извършва постепенно и за бизнес клиентите ниско напрежение, с цел в края на годината да заработи енергийната борса. В резултат на това и като се отчита спадът в потреблението, се констатира, че в новия ценови

период енергията, необходима за регулирания пазар намалява с 26% или 7,3 TWh.

Същевременно се отчита дефицит на енергия на свободния пазар, която да се търгува на пазарни цени. Причината за този парадокс е следната: цената на електроенергията на обществения доставчик (НЕК), което е всъщност цена на енергийния микс за регулирания пазар е 100,43 лв./ MWh (с предложение от ДКЕВР за 110,58 лв./ MWh от 01.07.2014 г.), докато пазарната цена на електроенергията, която зависи от търсенето на енергия, от цените в региона и от годишния сезон, е не повече от 80 лв./ MWh, а понякога пада и до 64 – 65 лв./ MWh. Само АЕЦ „Козлодуй“ и ТЕЦ „Марица Изток 2“ имат конкурентоспособни производствени цени. Част от централите са ниско ефективни и техните цени са значително по-високи от пазарните (топлофикации – 255 лв./ MWh, заводски централи – 157,81 лв./ MWh, ТЕЦ „Бобов дол“ – 101.49 лв./ MWh, ТЕЦ „Варна“ – 101,27 лв./ MWh и др.) и те биха фалирали в условия на свободна конкуренция. Тяхното участие в микса създава риск за реализация на енергията, произведена от другите високоефективни електро генериращи мощности.

Мерките за управление на риска са следните:

- Формиране на енергийния микс за регулирания пазар единствено от производството на АЕЦ „Козлодуй“, ТЕЦ „Марица Изток 2“ и генериращите мощности с дългосрочни договори за изкупуване на енергията (ВЕИ централи, AES Марица изток 1 и „Контур Глобал Марица Изток 3“);
- Поради продължаващото намаляване на потреблението, провеждане на преговори с дружествата с дългосрочни договори за изкупуване на енергията с цел намаляване на настоящите им цени;
- Отказ от строителство на нови големи мощности⁹ (АЕЦ „Белене“, 7-ми блок на АЕЦ „Козлодуй“), тъй като цената на електроенергията, произвеждана от тях ще бъде много по-висока от пазарната (за АЕЦ „Белене“ – 150 лв./ MWh).

Финансова несъстоятелност на НЕК.

Финансовото състояние на НЕК е много тежко. До края на май все още не е публикуван отчетът на дружеството за 2013 г., както и за първото тримесечие на 2014 г. Задълженията на обществения доставчик надхвърлят 3,2 млрд. лв. и продължават да растат.

Финансовата криза на НЕК има три основни причини: компанията не е реформирана; изпълнява социално-защитни цели; обременена е с непосилно скъпи и ненужни енергийни проекти. Вместо да се управляват тези причини, се търсят палиативни административни решения за финансово подпомагане на дружеството. Това на свой ред дава силно негативно отражение върху останалите участници в енергийния сектор. Липсата на независим регулатор, който би могъл да брани и балансира интересите на тези участници, задълбочава кризата и засилва риска от популистки и политически зависими решения и от сериозен отлив на големи инвеститори в българската енергетика.

Техническият фалит на НЕК създава финансови проблеми на всички дружества, от които тя изкупува електроенергия: АЕЦ „Козлодуй“, топлоцентралиите „Марица-Изток“, производителите на ВЕИ енергия.

Щети от арбитражното дело с „Атомстройекспорт“.

Фактор за несигурността в енергетиката е и рискът от загуба за НЕК от арбитражното дело с „Атомстройекспорт“ (АСЕ). Искът е на стойност 1 млрд. евро и произлиза от прекратяването на изграждането на АЕЦ „Белене“ от страна на НЕК след решение на българското правителство през 2012 г. Към арбитражното дело е присъединен и контра-иск от страна на НЕК към АСЕ на стойност €61 млн. Основният риск е свързан с изхода от арбитражното дело и стойността на финансовата компенсация, която НЕК евентуално ще трябва да заплати на АСЕ. Възможно решение в полза на АСЕ би означавало, че НЕК няма да може покрие сумата чрез парични потоци от нормална оперативна дейност и ще се раздели с някои свои ключови активи или ще бъде обявена в несъстоятелност, което би имало дълбоки и дълготрайни последици за българския енергиен пазар. Запор и евентуално поемане на активи на НЕК от страна на АСЕ би довело до дългосрочни политически рискове за България, включително повишена зависимост от руски енергийни източници. Утежняващо обстоятелство е конфликтът на интереси на архитект-инженера „Уорли Парсънс“ (УП), поради съвместно дружество с АСЕ. Поради това потвърждаваме,¹⁰ че активното управление на риска включва:

- Външен одит на досегашната работа на УП по проекта;
- Иск към УП, евентуално към АСЕ;
- Използване на открития конфликт на интереси като стратегия на защитата на НЕК.

**Анализ и мерки за въздействие на рисковете в течните горива**

Риск от неоправдано високи цени и картелиране на пазара на течни горива в страната. Цените на масовите течни горива в страната (бензин А95 и дизел) не следват борсовите котировки на суровия петрол. Анализът на формирането на цените на тези горива за крайните клиенти показва влиянието на индустриалния марджин (рафиниране, транспорт, осигуровки, съхранение и заплати). Докато акцизът и ДДС у нас са сред най-ниските в ЕС, индустриалният маржин е сред най-високите.

Понастоящем, около 70% от страните в ЕС имат по-нисък марджин при бензина и при дизела от този в България. Няма логично обяснение как при най-ниски разходи у нас за заплати, транспорт, съхранение и реализация, индустриалният маржин е сред най-високите в ЕС. Има противоречие между високите цени на горивата и ниските разходи за производство и реализация; между високия индустриален маржин и отчитането на загуби, вместо печалби, от „Лукойл“. Тъй като цените на дизела и бензина участват в себестойността на почти всички стоки и услуги, техните относително високи стойности създават висок риск за: загуба на конкурентоспособност на българската икономика; последваща загуба на работни места; намаляване на потреблението в страната.

През 2011 г. КЗК започна разследване срещу четири петролни компании: „Лукойл България“, „Ромпетрол България“, „Нафтекс петрол“ и „ОМВ България“ и на 16.03.2012 г. излезе с определение, че има събрани документи за евентуално „забранено споразумение и съгласувана практика за определяне на цени, които по своята цел или резултат предотвратяват, ограничават или нарушават конкуренцията

на пазара за търговия на едро на бензин и дизелово гориво". Четири месеца по-късно КСК съобщи, че компаниите мотивирано са защитили тезата, че липсва картелно споразумение и срещу тях не бяха предприети никакви санкции. Комисията отхвърли и искане на народни представители да се предоставят резултатите от първоначалния анализ и становищата на четирите компании.

За да запази приходите си и съответно печалбата, „Лукойл“ се противопоставя на всяко решение, което намалява потреблението на петролни деривати. Въвеждане изискването за смесване на минералните горива с биогорива, което произтича от Директива 2009/28/ЕО, беше отлагано три пъти, тъй като „Лукойл“ оспорваше предлаганите технологични решения. При първоначалния график, от началото на 2014 г. щяха да се вложат 4% биоетанол, щеше да се намали търговският дефицит с Русия, и най-важното – 130 млн. евро щяха да останат в България (у производителите и в държавния бюджет, чрез платените данъци), щяха да се разкрият работни места и да се увеличи обработваемата площ.

Злоупотреба с господстващо положение и контрол върху течните горива в данъчните складове. Основен риск за пазара на течни горива у нас е злоупотребата с господстващото положение на „Лукойл“. Той произтича от концентрацията на собствеността на данъчните складове за течни горива и от неизпълнение на изискването за поставяне на измервателни уреди, проследяващи количеството гориво от вход до изход и свързването им в реално време с информационната система на Агенция „Митници“. Концентрацията на собствеността на данъчните складове на течни горива в компания с господстващо положение на пазара произтича от големите административно-правни бариери в Закона при разкриване на нови данъчни складове.

Поради тази причина, търговците на течни горива наемат складови площи от „Лукойл“, който притежава 80% от целия складов капацитет в страната. Така компаниите, които търгуват с течни горива, са принудени или да купуват на едро от „Лукойл“ по определени от него цени, или да наемат складов обем. Заплащането на наем оскъпява горивата и ги прави неконкурентоспособни. Това засилва господстващо положение на „Лукойл“ на пазара. Тази ситуация разкрива основния риск пред българските потребители – липсата на реална конкуренция на пазара на течни горива като цена и качество.

Риск от неизпълнение на изискването за поставяне на измервателни уреди, проследяващи количествата гориво от вход до изход и свързването им в реално време с информационната система на ДА „Митници“. Компаниите на „Лукойл“ в България не изпълниха наредбата, съгласно която производителите и търговците на течни горива са задължени да поставят измервателни устройства на производствените си мощности и в складовете, както и на съдовете, в които се държат горивата, да се пломбират връзките между уредите и инсталациите, съдовете за горива, които не се използват, изходите на съдовете за съхранение, тръбопроводите на изхода на производствата и на складовете. Уредите трябва да са свързани със системата на Агенция „Митници“ и да предават в реално време информация за количеството продукти, за които трябва да се плати акциз. Целта е да се ограничат злоупотребите и не плащането на акциз.

Липсата на измервателни устройства в данъчен склад на „Лукойл“ даде основание за отнемане на лиценза му. Но Административният съд – София възстанови лиценза с мотив, че допустимото по силата на закона предварително изпълнение би причинило трудно поправима щета на компанията и би изложило на риск доставките на горива

на жизненоважни за функционирането на държавата и обществото организации и предприятия, които са от значение за националната сигурност. Така господстващото положение на „Лукойл България“ ЕООД на пазара на течни горива у нас пази компанията от затваряне на данъчни складове и спиране на съоръжения, независимо от тежестта на извършените закононарушения, увреждащи интересите на държавата.¹¹

Липсата на измервателни уреди и на връзка със системата на Агенция „Митници“ създава възможност за нелегален внос и износ на течни горива, чрез терминала на компанията в пристанище „Росенец“, отдадено на „Лукойл Нефтохим – Бургас“ АД на концесия. Охраната на пристанището и на терминала е поверена на фирма, в която решенията се вземат с мнозинство от чужди граждани. През 2011 г. бе закрито бюро на Агенция „Митници“ на Терминал „Росенец“, външна граница на ЕС и НАТО. Остават без контрол тръбопроводите, на които могат да се направят отклонения (байпаси) преди измервателните уреди и по такъв начин нерегламентирани количества свободно ще преминават, без върху тях да се начисляват акциз и данъци и така да се нанесат загуби на Републиканския бюджет. Точно такива нарушения бяха открити по време на внезапната проверка на служители на Агенция „Митници“ през април 2013 г.

С нова наредба Министерството на финансите се отказва от строгия контрол на движението на течните горива по нефтопроводите, с което увеличи възможностите за злоупотреба на компанията с господстващо положение на пазара на течни горива. Това създава допълнителен риск за контрабанда на количества горива и щети за бюджета на държавата от приходи от акцизи и ДДС.

Необходимите мерки за управление на посочените рискове остават същите:¹²

- Разрешаване използването на данъчни складове за течни горива в други страни от ЕС за последваща търговска реализация в България; създаване на възможност за сключване на двустранни правителствени споразумения за взаимно съхранение на течни горива на тяхна територия;
- Разкриване на ново митническо бюро и непрекъснат контрол на съоръженията на терминала и монтираните измервателни уреди. възстановяване на 24-часовия контрол на морската граница на България в района на пристанище „Росенец“ от служителите на Гранична полиция;
- Въвеждане в ЗЗК на: механизъм за превенция на злоупотребите срещу конкуренцията; определение на понятието „господстващо положение“; засилен контрол върху компаниите с господстващо положение на пазара; пълна прозрачност на дейността и решенията на КЗК;
- Контрол от КЗК и КЗП върху цената на вноския петрол и предприемане на действия за защита на бизнеса и домакинствата при наличие на отклонения спрямо цената на петрола на европейските борси.



Анализ и мерки за въздействие на рисковете в природния газ

България е най-зависимата страна в ЕС от руския природен газ. „Газпром“ доставя 85 – 90% от този енергиен носител за страната, като останалите 10 – 15% се осигуряват

от ограничен местен добив. Тази едностранна зависимост от един външен доставчик създава много голям риск от загуба на благосъстояние вследствие на липсата на конкуренция между потенциални доставчици.

Основните проявления на риска са:

Цената на природния газ. Нереално висока цена на природния газ. България е една от петте страни в Европа с най-висока цена на природния газ – 404\$/1000 м³. Средната цена на доставките на „Газпром“ за страните от ЕС е 380,5\$/1000 м³. Не бяха проведени разговори с „Газпром“, които да доведат до намаляване на цената на доставяния газ, нещо, което успяха да направят в последната година Гърция, Италия и Германия. Високата цена пречатства широкото използване на природния газ от индустрията и домакинствата. От общия енергиен микс само 12% се падат на природния газ и само 3 % от домакинствата се ползват от него.

Зависимост от един доставчик на природен газ. Прекъсване на газовите доставки. България е единствената страна в ЕС, която при спиране на доставките на природен газ ще се окаже в същата критична ситуация, в която беше през януари 2009 г. За пет години не е реализирана нито една от между системните реверсивни връзки с Гърция, Турция, Сърбия и Румъния, като двете най-важни (с Гърция и с Турция) ще бъдат изградени едва след 2–3 години; не е увеличен капацитетът на газохранилището в Чирен и дори в този си обем не е максимално запълнено; не е увеличен броят на сондажите в Чирен (до 20), за да се увеличи дневното количество изтеглян газ; не се обявяват конкурси за проучване в блоковете „Терес“ и „Силистар“, които в средносрочен план биха задоволрили, заедно с блок „Хан Аспарух“, нуждите на страната от природен газ.

Злоупотреба с господстващо положение на единствения доставчик на природен газ. Уязвимост на външен натиск. Русия открито използва газа като инструмент за упражняване на икономическо и политическо влияние в страната. Тя се възползва от обстоятелството, че управленията на България в последното десетилетие, чрез своята пасивност, запазват и дори разширяват енергийната зависимост от Русия, какъвто е случаят с проекта „Южен поток“.

ЕК излезе с решение за провеждане на стрес тестове на газопреносните и газ разпределителните системи на страните – членки преди отоплителния сезон 2014 – 2015 г. с оглед готовността на страните при евентуално спиране на руските газови доставки и в изпълнение на Регламент №994/2010¹³ за сигурността за снабдяването с газ. Страната ни трябва да гарантира необходимата сигурност на доставките на газ като постигне коефициент $(N - 1) \geq 100$, което би означавало, че при прекъсване на най-голямата газова инфраструктура на страната (газопровода за доставки от „Газпром“), останалата инфраструктура е в състояние да доставя необходимото количество газ за задоволяване на общото търсене в страната. Изчисленията показват, че България ще гарантира необходимата сигурност на доставките на газ едва през 2017 г., след построяване на връзката с Гърция.

Мерките за управление на този съществен риск са:

- *Намаляване на зависимостта от външни доставки на газ, чрез разработване на местни находища на конвенционален и неконвенционален природен газ в Северна България и в дълбоките води на Черно море;*

- *Активно участие в изграждане на „Свързана Европа“, тъй като сме страна, силно зависима от руските доставки на газ;*
- *Участие в създаването на Европейски енергиен съюз¹⁴ за противопоставяне на стремежа на Русия да договаря различни, политически мотивирани цени, за всяка отделна страна. Общ орган на ЕС да договаря цената, количествата, условията и сроковете на доставки на газ от външни доставчици, като се приема, че всички страни в ЕС ще са свързани чрез интерконектори в обща газова система и могат да се осигуряват доставки до всяка една страна.*

Загуби от българското участие в проекта „Южен поток“. „Южен поток“ не отговаря на европейското енергийно законодателство и с нищо не допринася за постигане на основната цел на ЕС – изграждане на единен европейски конкурентен енергиен пазар, тъй като не предлага диверсификация на източниците на природен газ за Европа.

Най-същественият риск за българската страна от проекта е непрозрачността в преговорите между българската и руската страна, довела до неясни договорености, без гаранции за защита на българския обществен интерес. Непрозрачността като риск генерира рискове, произтичащи: от договорения финансов модел, от подписаните споразумения и от конкурса за изпълнител на проекта „Южен поток“ на територията на Република България.

Рискове, произтичащи от финансовия модел на „Южен поток“. Създава се риск страната да не получи финансови ползи от строителството на газопровода за много дълъг период, а може българското участие да се окаже невъзстановимо:

- *Изключително висока цена за реализация на проекта, нарасна почти 3,5 пъти и достигна 3,5 млрд. евро без ДДС. Това прави 8,6 млн. евро/км, което е най-високата цена, плащана досега за сухопътен участък от газопровод. България 22 години ще изплаща това финансиране, чрез получаваните транзитни такси;*
- *Непрозрачният начин, по който БЕХ взе заем от 620 млн. евро за строителството на „Южен поток“ в България.¹⁵ Най-добрите условия за заема можеха да се постигнат, единствено ако беше обявен конкурс за неговото отпускане. Сроктът за изплащане на заема беше увеличен с 50 % – от 15 на 22 години, което означава, че рентабилността на „Южен поток“ е рязко влошена;*
- *Малките приходи за страната за следващите 30 години. Те могат да се получат единствено от таксите за пренос през българска територия. Осреднени те се равняват на 93,3 млн. евро годишно за пренос на 63 млрд. м³. Към момента България получава около 100 млн. евро транзитни такси за пренос на 17,8 млрд. м³ за Турция, Гърция и Македония.*

Рискове, произтичащи от подписаните споразумения.

Съгласно Споразумението между правителствата на България и Руската федерация, „руският учредител осигурява пълно използване на целия капацитет на газопровода чрез сключване на дългосрочен договор между Компанията и руския учредител или определена от него компания за използване на целия капацитет на газопровода“.

Така чрез „Южен поток“ се запазва монополното положение на „Газпром“ като

единствен външен доставчик на природен газ за страната ни. От това произтичат следните рискове:

- Риск за енергийната сигурност на страната при спиране на доставките на природен газ за България по причини от международен, двустранен или вътрешен за Руската федерация проблем;
- Риск от наказателна процедура за страната ни, тъй като съгласно Третия либерализационен пакет на ЕС (2009/73/ЕО), трябва да се осигури недискриминационен достъп до тръбата на други доставчици на природен газ;
- Риск от наказателна процедура, поради съдържанието на Споразумението, съгласно което ОАО „Газпром“, освен че е собственик на транспортирания природен газ, е и съсобственик на газопровода, което противоречи на Третия енергиен пакет;
- Риск от неприемливо високи цени на доставяния по „Южен поток“ природен газ за България, с тежки последици върху бюджета на домакинствата и конкурентоспособността на икономиката. Моделът на ценообразуване на „Газпром“ обвързва цените на природния газ с тези на петрола и петролните деривати за 9-месечен предшестваш период. Европейският модел използва пазарен подход – цената се определя въз основа на спот-пазара на европейските хъбове;
- Риск от липсата на договореност за модела, по който ще се определят таксите за пренос. Досега „Газпром“ неизменно налагаше определяне на тези такси въз основа на разстоянието за пренос на природен газ. Това противоречи на Регламент № 715/2009, където се въвежда модела „вход/изход“ при ценообразуване на таксите за пренос. Чрез него се улеснява достъпът на трети страни до газопреносната мрежа и се засилва конкуренцията. Гарантира се прозрачен и недискриминационен достъп до газопреносната инфраструктура за всички ползватели на мрежата.

Риск от конкурса за изпълнител на проекта „Южен поток“ на територията на Република България. Той бе обявен при грубо нарушаване на европейското законодателство в областта на обществените поръчки за сектор Енергетика и на българския Закон за обществените поръчки.¹⁶ Съчетаното действие изисква при обществени поръчки за производство, пренос и разпределение на природен газ, при значително по-ниски прагове, обявите да бъдат публикувани в „Държавен вестник“ и в „Официалния вестник“ на ЕС. Ако не бъдат спазени изискванията на европейското и националното законодателство, има риск конкурсът да бъде прекратен с решение на ЕК.

Българското правителство пренебрегна всички рискове. Вместо да преустанови всякаква дейност по проекта, докато не бъде приведен в съответствие с европейското законодателство, правителството преведе 195 млн. лв. на „Южен поток България“ за увеличаване на уставния капитал. В противоречие с препоръките на ЕК подписа договор за проектиране, доставка и строителство на „Южен поток“ на територията на страната от консорциум, 50% от който принадлежат на „Стройтрансгаз“, чийто основен собственик Геннадий Тимченко е сред санкционирания от САЩ лица след анексията на Крим от Русия. Народното събрание прие на първо четене поправки в Закона за енергетиката, чрез които „Южен поток“ се изважда от приложното поле на

европейското законодателство.

По този повод ЕК обяви, че ще предприеме действия срещу България, ако тя не спазва европейското законодателство за вътрешния пазар на природен газ. Преговорите, които ЕК започна от името на седемте европейски страни – участници в проекта, с цел хармонизиране с европейските изисквания на подписаните двустранни споразумения с Русия, са замразени за неопределено време. Европейският парламент прие резолюция срещу изграждането на „Южен поток“ като част от икономическите санкции в отговор на продължаващата дестабилизация на Украйна от руска страна.

А на 28.05.2014 г. Комисията поиска от страните членки да спрат всякакви дейности по проекта, докато той не бъде хармонизиран с европейските изисквания. Действията на правителството и депутатите от управляващото мнозинство относно „Южен поток“ засилват риска от изолация в ЕС и започване на наказателна процедура срещу България.

Активното управление на риска изисква спиране на дейностите по проекта „Южен поток“ и сътрудничество с ЕК за хармонизирането му с европейското законодателство, в това число:¹⁷

- Промяна на Споразумението с оглед осигуряване на недискриминационен достъп на други доставчици до газопровода;
- Въвеждане на нови входни точки на газопровода за други доставки;
- Въвеждане на европейски модел на ценообразуване, необвързан с цената на петрола и петролните деривати за предшестваш период;
- Въвеждане на модел „вход/изход“ за определяне на таксите за пренос, в съответствие с Регламент 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета;
- Провеждане на международен открит и недискриминационен конкурс за избор на: доставчик на тръбите за газопровода; доставчик на компресорните станции; строител на газопровода; финансова институция за осигуряване на привлечен капитал, при спазване на разпоредбите на националното и европейско законодателство.



Общи рискове

Зависим национален регулатор.

Основен рисков фактор, който оказва силно негативно въздействие върху регулирания пазар на енергетиката, е ДКЕВР. Законът за енергетиката не гарантира независимостта на регулатора, чийто състав се определя от Министерския съвет. В рамките на една година бяха извършени пет смени на председателя, което силно дестабилизира работата на комисията. Част от смените бяха предизвикани от силния политически натиск за приемане на популистки и икономически неоправдани действия.

Такива са трите решения за намаляване на цената на електроенергията за крайните потребители в рамките на по-малко от година. В предишни периоди комисията пряко

обслужваше някои партийно-икономически интереси. Именно ДКЕВР от 2002 г. до 2008 г. определи високите преференциални цени за изкупуване на електроенергията от БЕИ (до 800 лв./MWh) и от приватизирани центри в „Марица – изток“. По тази причина в Доклад на Световната банка за оценка на състоянието на енергийния сектор от 2013 г. се посочва, че е необходимо засилване на доверието, независимостта и ролята на енергийния регулатор.

За управление на риска е необходима промяна в Закона за енергетиката, предвиждаща избор на председателя и членовете на ДКЕВР от Народното събрание при поставени високи изисквания за професионализъм и липса на политическа и корпоративна зависимост.¹⁸

Задължения между фирмите в енергетиката.

Кризата в енергетиката доведе до силно нарастване на задлъжнялостта между дружествата в отрасъла по веригата: производители – обществен доставчик (НЕК) – преносен оператор (ЕО) – електроразпределителни дружества. Най-големи са задълженията на НЕК към доставчиците на електроенергия: „AES – Марица Изток 1“ – 150 млн. лв., „Контур Глобал Марица Изток 3“ – 120 млн. лв., топлофикации – 41 млн. лв., заводски центри – 24 млн. лв. и др., общо на стойност 805 млн. лв. Освен това, за докомпенсиране на закупена зелена енергия НЕК дължи на ЧЕЗ – 42 млн. лв., на ЕВН – 249 млн. лв., на „Енерго – Про“ – 53 млн. лв.

От друга страна длъжници на НЕК за закупен енергиен микс са „ЕВН България Електроснабдяване“ – 216 млн. лв., „ЧЕЗ Електро България“ – 67,3 млн. лв. и „Енерго – Про Продажби“ – 63,7 млн. лв. Задлъжнялостта на НЕК се дължи от една страна на огромните разходи за АЕЦ „Белене“ и „Цанков камък“, а от друга – на необходимостта да компенсира производители и ЕРП за изкупената по високи преференциални цени енергия, която се реализира в енергийния микс на значително по-ниска цена.

Големият риск е евентуалното обявяване на НЕК в несъстоятелност и продажба на активите му с последващо рязко повишаване на цената на енергийния микс. Съществува сериозен риск за инвеститорите във БЕИ сектора, вложили общо 3 – 4 млрд. евро. Неспособността да погасяват задълженията си ще доведе не само до техния фалит, но ще влоши положението на самите финансови институции, осигурили средствата. В дългосрочен план най-доброто управление на риска е създаването на енергийна борса, намаляване на регулирания сектор единствено за битовите потребители и поставяне на производителите на електроенергия в конкурентни пазарни условия.

Търговски дефицит с Русия от вноса на енергийни ресурси.

Една от най-съществените причини за търговския дефицит с Русия е огромната зависимост на страната от внос на руски петрол и природен газ. В огромния за България търговски дефицит, който надхвърля 4 млрд. евро течните горива имат най-голям дял. В последната година България закупи от Русия 6,5 млн. тона петрол, за което са похарчени около 3,25 млрд. евро. Закупеният природен газ за същата година е 2,5 млрд. м³ на стойност около 750 млн. евро. Огромният дефицит поражда силна икономическа зависимост.

Мерките за намаляване на тази зависимост са:

- Диверсификация на доставките на природен газ, което ще засили конкуренцията и намали цената на суровината;
- Разработване на местните находища на петрол и природен газ, главно в дълбоките води на Черно море.

БЕЛЕЖКИ

¹ <http://www.dker.bg/KAPDOCS/res-otnem-lic-cez-2014.pdf>

² <http://www.dker.bg/KAPDOCS/res-otnem-lic-evn-2014.pdf>

³ <http://www.dker.bg/KAPDOCS/res-otnem-lic-energopro-2014.pdf>

⁴ http://ec.europa.eu/eu_law/infringements/application_monitoring_bg.htm
http://ec.europa.eu/internal_market/scoreboard/performance_by_governance_tool/eu_pilot/index_en.htm

⁵ РЕГЛАМЕНТ (ЕО) № 715/2009 НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005

⁶ По видове те се разпределят както следва (мощността е в MW):

АЕЦ	2000
ТЕЦ на лигнитни въглища	4177
ТЕЦ на черни и кафяви въглища	1917
ТЕЦ на газ	794
ВЕЦ	3158
Вятърни ЕЦ	677
Фотоволтаични ЕЦ	1013
ЕЦ на биомаса	23
Общо	13759

⁷ Брутно вътрешно потребление, НСИ

⁸ Максималният износ на електроенергия беше осъществен през 2011 г. (12,1 TWh), след което той спада на 10,7 TWh през 2012 г. и 9,5 TWh през 2013 г. Вероятно през 2014 г. нивото отново ще се повиши до около 12 TWh, което съответства и на капацитета на връзките на електропреносната мрежа с мрежите на съседните държави.

⁹ Междинен доклад за рисковете, произтичащи от проект за строителството на седми реактор на АЕЦ „Козлодуй“, ЛУР

¹⁰ Междинен доклад за рискът от арбитражното дело НЕК-Атомстройекспорт, ЛУР

¹¹ <http://info.mitnica.com/index.php?p=news&src=5244>

¹² Междинен доклад за рисковете, от злоупотреба с господстващо положение на пазара на течни горива, ЛУР

¹³ РЕГЛАМЕНТ (ЕС) № 994/2010 НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА от 20 октомври 2010 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета

¹⁴ Междинен доклад за природния газ, април'2014, ЛУР

¹⁵ Символична първа заварка на газопровода „Южен поток“ бе направена край монтанското село Пишурка – БТА.

¹⁶ Закон за обществените поръчки.

¹⁷ Рисковете от „Южен поток“, ЛУР

¹⁸ Междинен доклад за рисковете, произтичащи от решението на ДКЕВР за цените на електроенергията от 1 януари 2014, ЛУР

**МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА
ГОРИВАТА, ЮНИ 2014**

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД С АНАЛИЗ И ПРОГНОЗА

доц. д-р Иван Н. Иванов



Този междинен доклад има за цел да анализира производството, външните доставки и пазара на горива у нас, възникващите рискове и мерките за тяхното управление. Факторите, които влияят съществено не се оценяват като положителни или отрицателни; анализира се единствено тяхното въздействие върху динамиката на кризата. При изготвянето на прогнозата безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада. Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира, освен за изследователски и учебни цели - докладът не е част от публичния, а от академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.



Резюме

Този доклад разглежда систематично производството, вноса и пазара на горива у нас. Представени са използваните в страната твърди, течни и газообразни горива. Анализирани са рисковете, които се пораждат при производството, търговията и използването на горивата, като се отделя особено внимание на вносните горива, поради тяхното силно влияние върху енергийната сигурност на страната. Показани са и са анализирани отрицателните тенденции на пазара на горива. Направени са прогнози и са анализирани наличните прогнози за бъдещото производство и потребление на горива у нас.

Отделено е специално внимание на изпълнението на европейското законодателство в тази област, поради чувствителното влияние върху опазването на природната среда и промените в климата.

Разгледани са новите, пораждащи се в последните месеци, рискове от състоянието на проекта „Южен поток“, поради опасността от тежки дълготрайни негативни финансови, икономически и политически последици за България.

Анализирани са договорът и цените за доставка на ядрено гориво и свързаните с тях вероятни щети върху АЕЦ „Козлодуй“ при сегашната благоприятна за производителите конюнктура на световния пазар на ядрено гориво.



Въведение

Горивата са материали, притежаващи енергия, която може да бъде използвана пряко или трансформирана в друг вид използвана енергия. Най-често е преобразуването в топлинна енергия. Горивата са твърди, течни и газообразни. В отделна категория е обособено ядреното гориво.

Твърдите горива включват главно вносни и местни въглища и местни дърва за огрев. Въглищата, използвани за производство на електроенергия, са фактор за енергийна сигурност на страната. Дървесината е масово използвано за домашно и промишлено отопление възобновяемо гориво.

Течните и газообразните горива са нефт, газ и биогорива. Нефтът е изцяло вносен енергоизточник, а природния газ – около 90%. Местни са биогоривата: биоетанолът и биодизелът участват в микса на течните транспортни горива, а биогазът – в този за отопление.

Ядреното гориво е изцяло вносен енергоносител за производство на електроенергия.



Твърди горива

Черните въглища губят пазар в България. Съгласно Договора за присъединяване на България към Европейския съюз,¹ са наложени изисквания към работата на двете големи топлоелектроцентрали, работещи на черни въглища – ТЕЦ „Варна“ и ТЕЦ „Русе – Изток“. Първите три блока на ТЕЦ „Варна“ трябва да бъдат изведени от

експлоатация до края на 2015 г., поради неизградени сероочистващи инсталации (СОИ) и електрофилтри (ЕФ). До тази дата, с цел опазване на околната среда и здравето на хората, блоковете ще работят на 24% от експлоатационната си мощност. Останалите три блока се използват за студен резерв на електроенергийната система и практически не консумират въглища. ТЕЦ „Русе – Изток“ беше задължен до края на 2011 г. да въведе СОИ и ЕФ. Тъй като срокът не беше спазен, топлоцентралата не е в експлоатация до приключване на рехабилитацията на електрофилтрите. Изложените причини предизвикаха драстичен спад на вноса на черни въглища от 5309 тона през 2008 г. на 1611 тона през 2013 г., т.е. близо 3,3 пъти. Поради наличието на излишно голям брой инсталирани електрогенериращи мощности, ограничената работа на двете централи не поражда проблеми за енергийната система. Не се очаква вносът на черни въглища да нарасне, тъй като ЧЕЗ, собственик на ТЕЦ „Варна“, търси възможност да осигури природен газ за работата на три от блоковете, т.е. да я преустрои в парогазова.

Другата причина за намалението на вноса на черните въглища е затварянето на металургични мощности.

Лигнитните и кафяви въглища са основен енергиен ресурс на страната. Калоричното им съдържание е едва 30 – 35% от това на черните въглища. Имат високо съдържание на пепел (до 50%) и сяра. Голямото находище в Източномаришкия басейн и сравнително евтиния добив ги правят подходяща суровина за големите топлоцентрали в „Марица Изток“ („AES Гълъбово“, „Марица – Изток 2“, „Контур Глобъл Марица – Изток 3“) и за ТЕЦ „Бобов дол“, които дават заедно с други по-малки централи (ТЕЦ „Марица 3“, „Брикел“ и др.) над 4200 MW инсталирана електрическа мощност. Това генерира близо 40% от използвания енергиен микс в есенно-зимния сезон. През слабо натоварения пролетно-летен сезон използваната мощност от лигнитните централи е значително по-малка, поради предимството, което се дава на базовите твърди мощности на АЕЦ „Козлодуй“ (2000 MW), произвеждащи най-евтината електроенергия в страната.

Съгласно доклад на Института за глобална устойчивост,² запасите от лигнитни въглища в България са достатъчни за следващите 73 години при настоящите темпове на производство. Основен техен недостатък е невъзможността за пряко използване за отопление, поради ниската им калоричност; служат единствено като суровина за производство на електрическа енергия.

Производството на лигнитни и кафяви въглища у нас достига най-голяма стойност през 2011 г. – 37,082 млн. тона. В последните три години намаленото потребление на електроенергия с над 5% спрямо 2011 г. предизвика намаление на производството, а това доведе и до сериозен спад в добива на лигнитни и кафяви въглища – 28, 540 млн. тона или понижение с 23%. Намаленото производство в мини „Марица – Изток“ създава риск от социално напрежение сред миньорите, заради непълната им трудова заетост. В мините работят над 7000 миньори и служители, които периодично настояват за спиране на строителството и изкупуването на електроенергия от БЕИ, виновни, според тях, за намаленото производство на електроенергия от централите в Маришкия басейн.

С цел използване на лигнитни въглища за отопление на домакинствата, се произвеждат брикети, в които, чрез добавки, е увеличена калоричността, за да се постигне директно изгаряне. Използваната за целта Брикетна фабрика, намираща се

в Маришкия басейн, през 2013 г. произведе 995 хил. тона брикети. Това е 2 пъти по-малко от най-голямото производство от 2,015 хил. тона, постигнато през 2007 г.

Производството на *дърва за горене* е нараснало с 60% между 2001 и 2012 г. За вътрешно потребление от домакинствата се използват 917 хил. тона, а 84 хил. тона се изнасят за Гърция и Турция, което се равнява на 10,6%.

Тенденцията на увеличено потребление на дърва за отопление на домакинствата разкрива, че нарастващ брой семейства у нас живеят в условия на енергийна бедност. Съгласно международно приетата дефиниция за енергийна бедност, това са семействата, които разходват повече от 10% от приходите си за покриване на енергийните си нужди. Съгласно изследване на Световната банка от 2007 г., 61% от българските семейства са енергийно бедни, като по този показател ние сме на второ място сред страните от Европа и Средна Азия. Намаляване използването на черни въглища за отопление и повишаване на количеството дърва за същата цел е ясен признак за засилващата се енергийна бедност, особено в селата и малките градове. По последни данни, цената на 1 м³ висококалорични дърва (бук, дъб, габър) е около 4 пъти по-ниска от тази на 1 тон местни черни въглища (Бобов дол) и още повече при вносните въглища от Украйна и Русия. Това определя дървата като икономична алтернатива за отопление, особено в районите, които не са газифицирани.

Разрастващо се използване на дърва за отопление създава риск, който се поражда от нерегламентирано изсичане на гори, залесени с цел да се предотвратят природни бедствия. Това води до наводнения, свлачища, промяна на кислородния баланс, засушаване на почвите и безводие. Важна мярка за намаляване на посочения риск е пълноценното използване на отпадъците от дървения материал за индустриални цели за сметка на директната сеч на дърва за огрев. Това става с използване на дървесен чипс под формата на брикети, състоящи се от дървесни стърготини, остатъци от обработката на дървото. Предимствата им са, че отделят по-малко въглероден диоксид и дим по време на горене, не съдържат химически съставки, висококалорични са и горят много бавно. Производството на дървени брикети вече навлиза в България.

Като цяло увеличеното използване на дърва за горене не създава риск за възпроизводството на българската гора. В последно време се сечат годишно 7,5 млн. м³ дървесина, от които 2,5 млн. м³ са предназначени за индустрията и строителството, а около 5 млн. м³ се използват за горене. Около 20% от добива за индустриални цели, т.е. 500 млн. м³ са отпадъчна биомаса от преработката и служат за производство на дървесен чипс. В същото време прирастът на гората в България е 13,5 – 14 млн. м³, от които около 11 млн. м³ в експлоатационни (достъпни) терени.

В законодателството на ЕС не е регламентирано количеството биомаса използвана за горене, като в Европейската стратегия за горите, 2013 г.,³ само се отбелязва, че половината от използваната енергия от ВЕИ в ЕС има за произход биомасата. Биомасата допринася за изпълнение на европейското изискване за 20% електроенергия от ВЕИ в общото електропотребление до 2020 г. (за България – 16%). У нас инсталираната мощност на основата на биомаса е само 23 MW, при 13750 MW общо за страната. Причината е, че няма преференциална цена за електроенергията, произведена от биомаса, за разлика от тази от слънце и вятър.

През 2011 г. Министерството на земеделието и горите предложи в Закона за енергията от възобновяеми източници да се въведат преференциални цени с цел да се насърчи производството на електроенергия от биомаса. Предложението беше отхвърлено. Така

България се лиши от възможността да увеличи производството си на електроенергия от тази местна възобновяема суровина, да създаде допълнителни работни места, да балансира микса на БЕИ в предвидените 16% потребление на електроенергията, намалявайки тежестта на скъпия ток от соларните централи. Освен това централите на биомаса могат контролирано да се включват в системата, покривайки нуждите в пиковите часове, подобно на водноелектрическите централи, което е тяхно предимство, спрямо соларните и вятърни мощности. Необходимо е в бъдеще да се реализират законодателни промени, насърчаващи производството на електроенергия от биомаса.



Течни и газообразни горива

Потреблението на *нефт и нефтопродукти* в страната намалява в последните 2 години. За 2012 г. доставките на суров петрол бяха 5895 тона, за 2013 г. намаляват с 5% – на 5620 тона, а през първото тримесечие на 2014 г. настъпва истински срив – само 691 тона. Това се дължи на рязък спад на износа на минерални горива и масла от страната с 35,6%, като е пресечен фиктивен износ на горива за Гибралтар в големи количества. В стойностно изражение вносът на суров петрол от Руската федерация е намалял със 774 млн. лв., включително и поради преустановяване производството на „Нефтохим“.

По оценки в проекта за Енергийна стратегия на България до 2030 г.,⁴ тенденцията на намаляване на вътрешното потребление на минерални течни горива плавно ще продължи поради естествената подмяна на силно застарелия автомобилен парк с много по-икономични превозни средства и поради задължителното участие на биогорива в състава на бензина и дизела, което трябва да достигне 10% в 2020 г.

Пазарът на течни горива в страната е под силното въздействие на 3 основни риска:

- *от неоправдано високи цени и картелиране на пазара*; цените не следват борсовите котировки, поради силно завишения индустриален марджин (разходи за рафиниране, транспорт, осигуровки, съхранение и заплати);
- *от злоупотреба с господстващо положение*, произтичащ от концентрацията на собствеността върху данъчните складове за течни горива;
- *от неизпълнение на изискването за поставяне на измервателни уреди* и свързването им в реално време с информационната система на Агенция „Митници“.

Посочените рискове бяха изчерпателно анализирани в доклада на ЛУР за злоупотреба с господстващо положение на пазара на течни горива.⁵ По-долу се изброяват мерките за управление на тези рискове:

Първо, разрешаване използването на данъчни складове за течни горива в други страни от ЕС за последваща търговска реализация в България; създаване на възможност за сключване на двустранни правителствени споразумения за взаимно съхранение на течни горива на тяхна територия.

Второ, разкриване на ново митническо бюро и непрекъснат контрол на съоръженията на терминала и монтираните измервателни уреди. възстановяване на 24-часовия контрол на морската граница на България в района на пристанище „Росенец“ от служителите на Гранична полиция.

Трето, въвеждане в ЗЗК на:

- механизъм за превенция на злоупотребите срещу конкуренцията;
- определение на понятието „господстващо положение“;
- засилен контрол върху компаниите с господстващо положение на пазара;
- пълна прозрачност на дейността и решенията на КЗК.

Четвърто, контрол от КЗК и КЗП върху цената на вноския петрол и предприемане на действия за защита на бизнеса и домакинствата при наличие на отклонения спрямо цената на петрола на европейските борси.

Очакванията за понижение на цената на петрола на международните пазари, което би се отразило и у нас, не се сбъднаха, поради две основни причини:

Големите петролни компании изчакват *сключване на окончателно споразумение с Иран за ядрената програма на страната*, което да доведе до премахване на санкциите за производство, износ и търговия с петрол. Срокът за подписване на споразумението е до 20.07.2014 г. По тази причина те не се възползваха напълно от подписаното шестмесечно вдигане на санкциите срещу Иран (от 20.01 до 20.07.2014 г.)

Настъплението на сунитските въоръжени формирования в Ирак, поставянето под техен контрол на най-голямата рафинерия в страната и завладяване на терени, през които преминават основни петролопроводни, повишиха чувствително котировките на суровия петрол.

Стабилизиране на международните цени и последващо намаление могат да се очакват след постигане на мир в Ирак и особено след подписване на окончателно споразумение за ядрената програма на Иран.

Потреблението на *природен газ* в страната през 2013 г. общо в индустрията, транспорта и домакинствата е 2,879 млрд. м³, от които 278 млн. м³ са местен добив. Консумацията на газ е намаляла с 3,7% спрямо 2012 г., когато е била 2,988 млрд. м³. Още по-чувствително е намалението на местния добив. През 2011 г. той е 14,81% от общото количество природен газ, през 2012 г. – 14,16%, а през 2013 г. – едва 9,6%, които за първите 3 месеца на 2014 г. намаляват още – 8,3%. Това води до **засилен риск** за външни доставки, извършвани от „Газпром“, който заплашва с газова криза целия ЕС. В тази опасна ситуация би трябвало управлението да предотврати риска, чрез увеличен местен добив, увеличение на запасите и диверсификация на доставчици, което ще засили енергийната сигурност и независимост на страната. Вместо това, се наблюдава много сериозно забавяне, дори блокиране на ключови проекти в тази посока.

Изграждането на интерконекторите с Румъния, Гърция, Сърбия и Турция продължава на буксува. Изградена е единствено аварийна реверсивна връзка с Гърция при Кулата – Сидеркастро, (15 км, 3,5 млн. евро), при това финансирана и построена от гръцката газопреносна компания „ДЕСФА“ (ΔΕΣΦΑ). Заради геоложките проблеми по дъното на Дунав, на няколко пъти бе отлагано пускането в действие на връзката с Румъния. Последният срок беше 30.06.2014 г., но и той няма да бъде спазен, тъй като не са извършени експлоатационни проби на цялото трасе. Предстои изграждане и на втори

резервен газопровод по дъното на реката, за който тепърва ще се обявява обществена поръчка по реда на румънското законодателство за избор на изпълнител. За газовата връзка с Турция все още не е сформирана работна група от експерти, които да преговарят с турската страна. Връзката ще се осъществи не по-рано от 2019 г. Готов е техническият проект на връзката Комотини – Стара Загора и се очаква изпълнителят да бъде избран до края на годината. Ако няма обжалване на решението, възможно е да бъде спазен последният обявен срок за въвеждане в експлоатация – до края на 2016 г. Проектът за връзка със Сърбия е в застои, защото се изчаква изграждането да започне от съседите. Действащият срок продължава да бъде края на 2017 г. Заради политическата криза в страната, работата по всички междусистемни газови връзки допълнително ще се забави.

Съществува сериозно, вероятно *нарочно забавяне на почти всички проекти за проучване на местни находища на природен газ*. Единствено дейностите в блок „Хан Аспарух“ следват първоначалния график. „Тотал“, „ОМВ“ и „Репсол“ завършиха 3D – сеизмичните проучвания и дадоха предварителна оценка за 100 млрд. м³ залежи, но по-точни анализи ще бъдат оповестени след извършване на сондажите, предвидени за 2015 г. Ирландската компания „Моезия Ойл енд Газ“ (Moesia Oil and Gas), която подписа концесии за търсене на газ в 4 блока: „Деветака“, „Търнак“, „Мизия“ и „Ботево“, все още не може да започне реални дейности, поради административни причини и забавени преговори с МИЕ. Добив от тези блокове може да се очаква след 5-6 години, в които да се извършат сондажи, да се оценят находища, да се регистрира търговско откритие и да се получи концесия за добив. След като първият конкурс за проучване в блока „Терес“ в Черно море се провали поради тежките ограничителни условия към участниците, обещанието за обявяване на нов конкурс, при облекчени изисквания, не беше изпълнено. Подобно е положението с блок „Силистар“. В дълбоките води на Черно море липсва нова процедура за разрешаване на търсене и проучване на нефт и газ, след като ВАС окончателно отмени избора на компанията „Ледербел БГ“. Още се чака обявяване на конкурс за избор на компании, които да извършат проучване за газ в блоковете „Омуртаг“, „Китка“ и „Враца – запад“, всички разположени в Северна България.

В края на месец май компанията „Шеврон“ преустанови всички свои дейности в България и закри офиса си, след като беше отхвърлено тяхното предложение да им бъде разрешено да проведат само проучвания за шистов газ в блока „Нови пазар“, без използване на метода „хидравлично напукване“, а единствено чрез класическия метод на вертикален сондаж. Оттеглянето на „Шеврон“ от страната е лош знак за инвестиционния климат и допълнително ще намали интереса на големите компании към проекти за проучване на нефт и газ у нас.

Монополната зависимост от доставките на „Газпром“ създава риск от злоупотреба с господстващо положение на пазара, което се проявява в нереално високата цена на природния газ. България е една от петте страни в Европа с най-висока цена на природния газ – 404\$/1000 м³. Средната цена на доставките на „Газпром“ за страните от ЕС е 380,5\$/1000 м³. Не бяха проведени разговори с „Газпром“, които да доведат до намаляване на цената на доставяния газ, нещо, което успяха да направят в последната година Гърция, Италия и Германия. Високата цена пречатства широкото използване на природния газ от индустрията и домакинствата. От общия енергиен микс само 12% се падат на природния газ и само 3% от домакинствата се ползват от него. Русия открито използва газа като инструмент за упражняване на икономическо и политическо влияние в страната. Тя се възползва от обстоятелството, че управленията на България в последното десетилетие, чрез своята пасивност, запазват и дори

разширяват енергийната зависимост от Русия, какъвто е случаят с проекта „Южен поток“.

ЕК излезе с решение за провеждане на стрес тестове на газопреносните и газ разпределителните системи на страните членки преди отоплителния сезон 2014 – 2015 г., с оглед готовността на страните при евентуално спиране на руските газови доставки и в изпълнение на Регламент №994/2010⁶ за сигурността за снабдяването с газ. Страната ни трябва да гарантира необходимата сигурност на доставките на газ, което означава, че при прекъсване на най-голямата газова инфраструктура на страната (газопровода за доставки от „Газпром“), останалата инфраструктура е в състояние да доставя необходимото количество газ за задоволяване на общото търсене в страната. Изчисленията показват, че България ще гарантира необходимата сигурност на доставките на газ едва през 2017 г., след построяване на връзката с Гърция – Комотини – Стара Загора.

Мерките за управление на този съществен риск са:

Намаляване на зависимостта от външни доставки на газ, чрез разработване на местни находища на конвенционален и неконвенционален природен газ в Северна България и в дълбоките води на Черно море.

Активно участие в изграждане на „Свързана Европа“, тъй като сме страна, силно зависима от руските доставки на газ.

Участие в създаването на Европейски енергиен съюз за противопоставяне на стремежа на Русия да договаря различни, политически мотивирани цени, за всяка отделна страна. Общ орган на ЕС да договаря цената, количествата, условията и сроковете на доставки на газ от външни доставчици, като се приема, че всички страни в ЕС ще са свързани чрез интерконектори в обща газова система и могат да се осигуряват доставки до всяка една страна.

Друг голям рисков фактор са *загубите от българско участие в проекта „Южен поток“*. На фона на съществуващите тежки административни процедури и видимия застой в изграждането на интерконектори със съседните държави и провеждането на процедури за проучване на нефт и газ, прави впечатление трескавото ускоряване на подготвителните дейности за строителството на „Южен поток“. „Южен поток“ не отговаря на европейското енергийно законодателство и с нищо не допринася за постигане на основната цел на ЕС – изграждане на единен европейски конкурентен енергиен пазар, тъй като не предлага диверсификация на доставчиците на природен газ.

Посочените рискове бяха подробно анализирани в доклада на ЛУР, посветен на „Южен поток“,⁷ където бяха посочени и мерките за управление на рисковете. В настоящия доклад се разглежда единствено засилващия се в последните месеци риск от конкурса за изпълнител на проекта „Южен поток“ на територията на Република България. Той бе обявен при грубо нарушаване на европейското законодателство в областта на обществените поръчки за сектор Енергетика и на българския Закон за обществените поръчки. Съчетаното действие изисква при обществени поръчки за производство, пренос и разпределение на природен газ, при значително по-ниски прагове, обявите да бъдат публикувани в „Държавен вестник“ и в Официалния вестник на ЕС. Ако не бъдат спазени изискванията на европейското и националното законодателство, има риск конкурсът да бъде прекратен с решение на ЕК.

Българското правителство пренебрегна всички рискове. Вместо да преустанови всякаква дейност по проекта, докато не бъде приведен в съответствие с европейското законодателство, в противоречие с препоръките на ЕК, то подписа договор за проектиране, доставка и строителство на „Южен поток“ на територията на страната от консорциум, 50% от който се държи от 5 български строителни компании, от които само „Главболгарстрой“ е с опит в газопреносното строителство, а 50% принадлежат на „Стройтрансгаз“, чийто основен собственик Геннадий Тимченко е сред санкционирания от САЩ лица след анексията на Крим от Русия.

Народното събрание прие на първо четене поправки в Закона за енергетиката, чрез които „Южен поток“ се изважда от приложното поле на европейското законодателство. По този повод ЕК обяви, че ще предприеме действия срещу България, ако тя не спазва европейското законодателство за вътрешния пазар на природен газ. Преговорите, които ЕК започна от името на седемте европейски страни – участници в проекта, с цел хармонизиране с европейските изисквания на подписаните двустранни споразумения с Русия, са замразени за неопределено време.

Европейският парламент прие резолюция срещу изграждането на „Южен поток“ като част от икономическите санкции в отговор на продължаващата дестабилизация на Украйна от руска страна. А на 28.05.2014 г. Комисията поиска от страните членки да спрат всякакви дейности по проекта, докато той не бъде хармонизиран с европейските изисквания. Действията на правителството и депутатите от управляващото мнозинство относно „Южен поток“ засилват риска от изолация в ЕС и започване на наказателна процедура срещу България.

Подписаният договор е много силно рисково събитие, защото може да нанесе тежки дълготрайни негативни финансови, икономически и политически последици –
спиране на европейските фондове за България.

Най-същественият риск за българската страна от проекта е непрозрачността в преговорите между българската и руската страна, довела до неясни договорености, без гаранции за защита на българския обществен интерес. Непрозрачността генерира нови рискове, произтичащи: от договорения финансов модел, от подписаните споразумения и от конкурса за изпълнител на проекта „Южен поток“ на територията на Република България. Не е известна договорената стойност на газопровода; размерът на авансовото плащане; процедурата и финансовата институция, осигуряваща привлечения капитал; наличието на евентуални неустойки при прекратяване на проекта.

Активното управление на риска изисква спиране на дейностите по проекта „Южен поток“ и сътрудничество с ЕК за хармонизирането му с европейското законодателство, в това число:

Промяна на Споразумението с оглед осигуряване на недискриминационен достъп на други доставчици до газопровода;

Въвеждане на нови входни точки на газопровода за други доставки;

Въвеждане на европейски модел на ценообразуване, необвързан с цената на петрола и петролните деривати за предшестваш период;

Въвеждане на модел „вход/изход“ за определяне на таксите за пренос, в съответствие с Регламент 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета;

Едва след това, ако се докаже икономическата полза от проекта, провеждане на международен открит и недискриминационен конкурс за избор на: доставчик на тръбите за газопровода; доставчик на компресорните станции; строител на газопровода; финансова институция за осигуряване на привлечен капитал при спазване на разпоредбите на националното и европейско законодателство.

България има дадености за голямо производство на *биогорива*: биодизел, биоетанол и биогаз. Климатичните условия у нас са подходящи за отглеждане на суровината – рапица и царевица. Наличието на обширни пустеещи терени също допринася за развитие на производството им. Основно предимство на биогоривата е обстоятелството, че те допринасят за намаляване на емисиите на парникови газове, водещи до глобално затопляне. Освен това производството на биогорива като местен ресурс намалява зависимостта от вноса на петрол и повишава заетостта в аграрните райони.

Въвеждане на изискването за смесване на минералните горива (бензин и дизел) с определен процент биогорива е регламентирано в Директива 2009/28/ЕО.⁸ Транспонирането на тези изисквания в българското законодателство беше отлагано в продължение на няколко години, поради съпротивата на „Лукойл“, който се противопоставя на намаляване на потреблението на петролните деривати, тъй като това води до намаляване на приходите и съответно на печалбата за компанията. Правителството на ГЕРБ подкрепи претенциите на „Лукойл“, като в становище на МОСВ изтъкна съществуването на „технологична невъзможност на основния производител на течни горива в страната „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД да произвежда т.нар. базов бензин, който е пригоден за добавяне на биоетанол. Изграждането на инсталация за производството му ще приключи до края на 2014 г.“⁹ Така първоначалното изискване на закона да се въведе 2% биоетанол в 2012 г. и всяка следваща година да нараства с 1%, за да се постигнат в 2020 г. изискваните от директивата 10%, беше отложено с близо 3 години. Под натиска на Европейската комисия и заплахата от наказателни процедури, първоначалните срокове бяха възстановени в 2011 г. в новия Закон за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ).¹⁰ Това ще позволи да се намали търговският ни дефицит с Русия – 130 млн. евро могат да бъдат спестени, поради използване на български биогорива; да се разкрият работни места у нас и да се увеличи обработваемата площ.

Проектите за изграждане на инсталации за производство на биоетанол, някои от които бяха в процес на изпълнение, бяха замразени за няколко години и това е причината в страната практически да няма производство на тази енергийна суровина.

Използването на биодизел в състава на минералния дизел също беше забавено, чрез отложени срокове в закона, но понастоящем е задължително въвеждането на 6% биодизел. По тази причина брутното потребление на биодизел бързо нараства в последните 4 години: 2009 г. – 4 хил. т. н. е., 2010 – 10 хил. т. н. е., 2011 – 18 хил. т. н. е., 2012 – 85 хил. т. н. е. За съжаление, честите промени в закона относно сроковете и обема на влаганите биогорива не мотивират производителите и едва 8% (7 хил. т. н. е.) от потреблението на биодизел през 2012 е местно производство.



Ядрено гориво

Свежото ядрено гориво за 5-ти и 6-ти блок на АЕЦ „Козлодуй“ се доставя от руската ОАО „ТВЕЛ“. Договорът за доставка е сключен през 2002 г. със срок на валидност до 2007 г. През март 2006 г., вместо да се проведе международен конкурс за избор на

доставчик на ядрено гориво за следващите 5 години (2007 – 2012 г.), АЕЦ „Козлодуй“ подписва споразумение с руската страна за удължаване на съществуващия договор с нови 14 години – до 2020 г., като от началото на 2007 г. цените се договарят на тригодишни фиксирани периоди. За периода 2007 – 2010 г. цената е повишена с 50%.

За втория период 2010 – 2013 г. е договорено намаление с 2%. За следващия ценови период 2014 – 2016 АЕЦ „Козлодуй“ съобщава,¹¹ че не се очаква тя да бъде увеличена. В същото време, на световните спот пазари цената на урана, от която се определя цената на ядреното гориво, намаля от 148 \$/lb през май 2007г. на 28.25 \$/lb на 16 юни 2014.¹² Ръководството на АЕЦ „Козлодуй“ не защитава интересите нито на централата, нито на българските потребители, защото позволява ТВЕЛ да доставя ядрено гориво на цена, с 48% по-висока от март 2006 г. (при подписване удължаването на договора), докато на световните пазари цената на урана е намаляла с цели 81% спрямо същата дата.

Продълженият до 2020 г. договор с „ТВЕЛ“ създава риск за българската ядрена енергетика по 2 причини: засилва се едностранната зависимост от руските доставки на свежо ядрено гориво, чрез което се осигурява производството на електроенергия от АЕЦ „Козлодуй“, около 30 ÷ 35% от общото производство на страната; липсата на търг за избор на доставчик на горивото не гарантира, че интересите на страната са защитени чрез постигнатата цена и условия за транспорт и съхранение, което се вижда от посочените данни за цените на урана на международната борса.

Провеждането на търг би позволило на АЕЦ „Козлодуй“, при евентуално нарушаване на доставките от „ТВЕЛ“, да се обърне към някоя от другите компании – участници, които са депозирали готовност за доставка на гориво с посочените от възложителя технически параметри. След удължаване на срока на експлоатация на АЕЦ „Козлодуй“, провеждането на търг за доставка на ядрено гориво е правилното действие за управление на риска в този случай.

Разпространената информация, че „ТВЕЛ“ доставя за АЕЦ „Козлодуй“ рециклирано, а не свежо ядрено гориво, не се потвърди от чуждестранните експерти, извършили проверка, която бе назначена от МААЕ. Независимо от това, необходим е строг контрол на характеристиките на доставяното гориво, за да не се допусне подобен риск в бъдеще.

БЕЛЕЖКИ

- ¹ http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2005.157.01.0203.01.BUL
„а) Чрез дерогация от член 4, параграф 3 и част А на приложения III, IV и VII на Директива 2001/80/ЕО, нормите за допустими емисии на серен диоксид и прах не се прилагат в България за следните инсталации до датата, определена за всеки блок на инсталацията:
- ТЕЦ „Варна“:
 - Блок 1 до 31 декември 2009 г.
 - Блок 2 до 31 декември 2010 г.
 - Блок 3 до 31 декември 2011 г.
 - Блок 4 до 31 декември 2012 г.
 - Блок 5 до 31 декември 2013 г.
 - Блок 6 до 31 декември 2014 г.
 - ТЕЦ „Русе-Изток“:
 - Блокове 3 и 4 до 31 декември 2009 г.
 - Блокове 1 и 2 до 31 декември 2011 г.“
- ² Country Resource Maps - Anglia Ruskin University's Global Sustainability Institute (GSI)
http://www.anglia.ac.uk/ruskin/en/home/microsites/global_sustainability_institute/our_research/resource_management.html
- ³ <http://aog-bg.org/wp-content/uploads/2013/09/LexUriServ.pdf>
- ⁴ Енергийна стратегия на България 2014 – 2030 година (Проект), стр. 24 <http://www.mi.government.bg/bg/news/ivan-aiolov-ustoichivata-energetika-iziskva-inovativni-i-ekologichni-tehnologii-1619.html?p=eyJwYWdlIjoxNn0=>
- ⁵ Междинен доклад за рисковете, от злоупотреба с господстващо положение на пазара на течни горива, ЛУР
- ⁶ РЕГЛАМЕНТ (ЕС) № 994/2010 НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА от 20 октомври 2010 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета.
- ⁷ Междинен доклад за рисковете от „Южен поток“
- ⁸ ДИРЕКТИВА 2009/28/ЕО НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА от 23 април 2009 година за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници и за изменение и впоследствие за отмяна на директиви 2001/77/ЕО и 2003/30/ЕО.
- ⁹ Писмен отговор на Министъра на околната среда и водите, г-жа Нона Караджова на въпрос на Народния представител Иван Николаев Иванов, от 12.04.2011 г. (стр. 22).
- ¹⁰ <http://www.lex.bg/bg/laws/ldoc/2135728864>
- ¹¹ http://www.kznpp.org/index.php?lang=bg&p=actuality&p1=news&id=279&page=0&view_offset=&offers_per_page
- ¹² <http://www.uxc.com/review/UxCPrices.aspx>

**МЕЖДИНЕН ДОКЛАД: ПРИРОДЕН ГАЗ,
ОКТОМВРИ 2014**

АНАЛИЗ И ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЗА ВЪЗДЕЙСТВИЕ

доц. д-р Иван Н. Иванов



Този междинен доклад за природния газ има за цел да анализира въздействието на продължаващия руско-украински конфликт върху сигурността на доставките на руския природен газ за България и ЕС, и отражението върху бъдещето на проекта „Южен поток“. Факторите, които влияят съществено, не се оценяват като положителни или отрицателни; анализира се единствено тяхното въздействие върху динамиката на кризата у нас. При изготвянето на прогнозата безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира, освен за изследователски и учебни цели - докладът не е част от публичния, а от академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.



Резюме

Този доклад анализира и оценява свързаните с продължаващия руско-украински конфликт основните рискове за енергийната сигурност на България и Европа в областта на природния газ. Русия активно използва природния газ като средство за влияние и натиск върху редица европейски страни, зависими от газовите доставки. Поради това в доклада е анализиран риска от спиране на руския газ, в светлината на действията на руското ръководство през последните месеци.

Специално внимание е отделено на преговорите между Русия и Украйна с участието на ЕК за гарантиране на доставките през настоящия отоплителен сезон. Анализирани са позициите на страните и риска от провал на преговорите. Проследени са действията на българското правителство по проекта „Южен поток“ в последните шест месеца, след предишния междинен доклад за природния газ¹ и произтичащият от тях засилващ се риск от наказателни процедури на ЕК. Специално е разгледано състоянието с газовите доставки за България и възможностите за ускорено повишаване на енергийната сигурност на страната, като мерки за активно управление на рисковете.



Рисков контекст

Конфликтът на Русия с Украйна, прераснал в конфликт с ЕС, оказва силно влияние върху сигурността на доставките на руски газ. Синьото гориво е основното средство на Москва за въздействия в условията на този конфликт. С наближаване на отоплителния сезон 2014 – 2015 г., „Газпром“ може да намали и дори да спре доставките за страните от ЕС. Причината за тези, опасни за всички страни в конфликта действия, е липсата на съществен ефект от досегашните руски санкции.

За Кремъл това е последният и най-силен инструмент за въздействие върху страните от ЕС, за да постигне своите цели: 1) да саботира прилагането на Споразумението за асоцииране на Украйна към ЕС и 2) да запази положението си на господстващ доставчик в Централна, Източна и Югоизточна Европа като построи газопровода „Южен поток“ по своите правила.

Кремъл среща твърда съпротива от Брюксел. Споразумението за асоцииране на Украйна с ЕС наистина откъсва Киев от руската икономическа орбита, но при състоянието на основните сектори и в условията на конфликт между двете страни, спасява от пълен провал на украинската икономика. Ето защо, след спирането на природния газ за Украйна, европейските страни предприеха координирани действия и започнаха реверсивни доставки, противодействайки на стремежа на Москва да разруши намиращата се в тежко състояние украинска икономика.

ЕК няма да разреши строителството на „Южен поток“, без да бъдат изпълнени изискванията на европейското законодателство, защото е наложил спазването им вътре в самия Съюз. Конфликтът създава опасност за България, защото руският газ покрива над 90% от нейните потребности. Спирането на изграждането на „Южен поток“ може да предизвика Кремъл да намали или дори да спре доставките на синьо гориво, за да окаже последен натиск върху решенията на българските власти.



Първа фаза на газовия конфликт

Киев е подложен на най-силна атака по линията на газовите доставки. Конфликтът преминава през следните епизоди.

На 16 юни 2014 г. „Газпром“ обяви, че изисква авансово плащане на доставките на газ за Украйна и поради натрупан дълг от \$4,458 млрд. – \$1,451 млрд. за периода ноември – декември 2013 г. и \$3,007 млрд. за април – май 2014 г., спира доставките. Противодействието на Киев се основава на обстоятелството, че през украинска територия продължава да се осъществява транзит на газ в обем от 185 млн. м³ на денонощие. В подземните си находища Украйна натрупа почти 14 млрд. м³ газ, които, заедно със собствения добив на газ, ѝ позволиха да задоволява нуждите си досега.

Противодействието на ЕС се състои в ускоряване изграждането на реверсивни връзки между страни от Централна Европа и Украйна. Конфликтът се превърна в изпитание на европейската солидарност в усилията да се осигурят на Украйна необходимите минимални количества природен газ за предстоящия зимен период.

От 01.09.2014 г. Словакия започна реверсивни доставки на газ от ЕС за Украйна по неизползвания досега газопровод Voyani-Uzhgorod. Първоначално се предвиждаше да бъдат доставяни 3,2 млрд. м³ годишно, но още от 01.03.2015 г. газопроводът ще може да пренася максимален обем 10 млрд. м³ годишно, което покрива около 20% от потреблението на Украйна. За да направи невъзможен реекспорта на руски газ за Украйна, „Газпром“ съкрати доставките на природен газ за Словакия, като ги сведе до минимума от 50%,² съгласно сключените между двете страни договори. Словакия отговори на намалените доставки на руски газ, като сключи 5-годишен договор с EON Global Commodities за доставка на 2 млн. м³ дневно (700 млн. м³ природен газ годишно) през Австрия, в случай, че възникне необходимост. Едновременно с това страната започва да купува обеми газ на австрийския спот-пазар с доставки през четвъртото тримесечие на 2014 и първото на 2015 г.

Крайният ефект ще бъде заместване на руски с по-евтин норвежки природен газ в украинското потребление по газопровода от Словакия. Планира се норвежката държавна компания Statoil да доставя 4÷4,5 млрд. м³ годишно при цена \$284 за 1000 м³. Тази цена е значително по-ниска както от действащата до 16 юни цена за доставка на руския газ (\$485 за 1000 м³), така и от предлаганата от Русия временна цена от \$385 при евентуално възобновяване на доставките. Споразумението със Statoil е важен пробив за Украйна. По изчисления на Киев, газът, купуван на европейските пазари, е излязъл приблизително \$500 млн. по-евтино, отколкото ако същите количества се купуват от Русия.

Полша и Унгария също доставиха газ за Украйна: Полша – 4 млн. м³ газ дневно, като през септември са доставени 117 млн. м³, а Унгария е 90 млн. м³.

„Газпром“ приложи същото оръжие – многократно намаляване доставките на синьо гориво за тези две страни, с цел да ги принуди да се откажат от реверсивните доставки за Украйна. Полша не се огъна пред натиска и не допусна сериозно намаляване на доставките. Единственият успех на Кремъл е отстъплението на Будапеща. На 25.09.2014 г. премиерът Виктор Орбан обяви, че „поради повишено вътрешно потребление, се замразяват за неопределен срок от време доставките

на природен газ за съседна Украйна" и ден по-късно съобщи, че е постигнато споразумение с „Газпром“ да се увеличат доставките на газ за Унгария, за да се запълнят газовите хранилища преди зимата. „Газпром“ обяви, че ще складира 700 млн. м³ собствен газ в унгарски хранилища, за да гарантира доставките за Западна Европа, „в случай, че Киев спре транзита на газ през Украйна.“³

В началото на октомври „Газпром“ намали последователно с 13% и 18% доставките за Румъния без това намаление да засегне нуждите на потреблението; то е дневно около 16 млн. м³, докато националното производство достига 31 млн. м³.



Рискът за доставките на природен газ за България

Оценка на риска за България на първата фаза на конфликта. Първо по отношение на вероятността. Рискът за доставките на газ се появи още при спирането на договорените количества за Украйна. Опасения от спиране на доставките се засилват в предстоящите месеци: 1) Киев има финансови претенции към „Газпром“ относно заплащането на транзитните такси, настоявайки, както е правено досега, да получи предварително плащане на таксите за следващия шестмесечен период. 2) Москва отказва да изпълни това искане, претендирайки че първо Украйна трябва да заплати дължимите над \$4 млрд. за досегашни доставки на газ и ако това не се направи, ще приспада борчовете на „Нафтогаз“, чрез дължимите, но неплатени транзитни такси. 3) Украйна се противопоставя на такова прихващане, очаквайки резултата от делото, което е завела в Арбитражния съд в Стокхолм срещу руските искове и заявява, че ще плати само сумата, която съдът постанови, когато това се случи.

Най-вероятният сценарий сочи, че рискът от прекъсване на газовите доставки е много голям. Очаква се Русия да продължи да изнася природен газ за Европа, без да заплаща транзитни такси на Украйна. От своя страна Украйна, за да защити финансовия си интерес, е много вероятно да започне да отклонява обеми природен газ, съответстващи на цената на транзитните такси. Така Русия ще има *carte blanche* да спре износа на газ за Европа през украинска територия.

Москва се готви за такова развитие на събитията. „Газпром“ вече е складира в газохранилища в Унгария 700 млн. м³ газ и няколко милиарда м³ в „Баумгартен“, Австрия, чийто капацитет е 12 млрд. м³ годишно. При прекъсване на доставките през Украйна, „Газпром“ ще съумее от хранилищата в тези две страни да продължи да транспортира газ за Централна и Западна Европа в продължение на няколко седмици.

Снабдяването по транс-украинското трасе на Молдова, Румъния, България, Гърция, Турция и Македония с природен газ може да бъде изцяло преустановено. В този случай Молдова, България и Македония ще могат да получават определени количества газ от Румъния, в чиито хранилища са складирали 700 млн. м³ газ повече от необходимото за вътрешно потребление през целия отоплителен сезон. За България това е потенциален четвърти източник за доставка при възникване на газова криза, които заедно с разгледаните по-горе ще позволи сравнително нормално снабдяване с газ на бизнеса и домакинствата през зимния период.

Второ, по отношение на щетите: При евентуално намаление или прекъсване на доставките от „Газпром“, София може да разчита на местния добив, на запасите в газохранилище „Чирен“ и на реверсивни доставки от Гърция през Кулата – Сидеркастро. За 2014 г. средномесечното българско потребление на природен газ

е около 240 млн. м³ (за месеците януари – август). От собствен добив се получават средно 19 млн. м³/месечно. Чрез връзката Кулата – Сидеркастро могат да постъпят около 90 млн. м³/месечно. Газовото хранилище в Чирен при криза може да достави 105 млн. м³ месечно.

Общото количество природен газ, което ще може да се ползва от трите независими източника, е около 215 млн. м³ месечно, което може да покрие 90% от вътрешните нужди от газ. В подобен режим страната може да задоволява в значителна степен нуждите си в продължение на повече от три месеца, защото хранилището „Чирен“ е запълнено частично.⁴



Европейските стрес тестове

Високият риск от спиране на газовите доставки от „Газпром“ накара ЕК да проведе стрес тестове на газовия пазар (Gas stress test) в 38 европейски страни. Потърсен е отговор на въпроса какво ще се случи в съответната страна, ако доставките на руски газ се прекратят за срок от 6 месеца. Отчита се, че ЕС се подготвя все по-сериозно за газова криза, като за една година делът на газовите нужди, който се покрива с руска суровина, е намалял от **32% на 22%**. Независимо от това, седем страни от ЕС ще бъдат силно потърпевши от спиране на доставките. Сред тях са най-вече България и Естония и в по-малка степен Хърватия, Гърция, Унгария, Румъния и Финландия.

Основен критерий при проведените тестове е гарантирането на сигурността на доставките на газ, в изпълнение на Регламент № 994/2010⁵ на Европейския парламент и Съвета от 20.10.2010 г. Съгласно чл. 6, т. 5 от Регламента, „оперативните преносни мрежи осигуряват постоянен двупосочен капацитет по всички трансгранични междусистемни връзки между държавите членки възможно най-скоро и най-късно до 3.12.2013 г.“.

България близо година по-късно не е изпълнила изискването на Регламента, тъй като не е реализирала планираните връзки с Румъния и с Гърция. За да се гарантира сигурността на доставките за страната още до 03.12.2013 г. трябваше да се изпълни условието:

$$N - 1 [\%]^6 = \sum_{i=1}^7 \frac{P_m + P_{\max.} + S_{\max.} - I_{\max.}}{D_{\max.}} \cdot 100 \geq 100\%$$

$$\sum_{m=1}^7 P_m$$

където $\sum_{m=1}^7 P_m$ е сумата от дневния капацитет за внос по газопровода от газопровода от Русия ($P_1 = 20,3$ млн. м³), реверсивен пренос от Гърция и Турция ($P_2 = P_3 = 0$), внос по интерконекторите с Гърция, Турция, Сърбия и Румъния ($P_4 = 3$ млн. м³, $P_5 = P_6 = P_7 = 0$);

$P_{\max.}$ е дневният местен добив ($P_{\max.} = 0,6$ млн. м³);

$S_{\max.}$ е дневният местен добив от ГХ „Чирен“ ($S_{\max.} = 3,5$ млн. м³);

$D_{\max.}$ е най-голямото дневно потребление ($D_{\max.} = 13,5$ млн. м³ – средно дневно за януари 2012 г.)

$I_{\max.} = P_1 = 20,3$ млн. м³ е дневният капацитет на рисковия доставчик („Газпром“).

След заместване се получава:

$$N - 1 [\%] = \frac{20,3+3+3,5+0,6-20,3}{17,1} \cdot 100 = 53\%$$

България е далеч от изискването $N - 1 [\%] > 100\%$. Управлението на страната не реагира на тази отдавна известна и веднъж вече случвала се опасност:

Първо, не е построен основният *интерконектор с Гърция* (Комотини – Стара Загора) с дневен капацитет 8,2 млн. м³, който може да покрие нормата на регламента;⁶

Второ, все още не е завършена *газовата връзка с Румъния*, която трябваше да влезе в експлоатация още през лятото на 2013 г. По нея са изградени сухопътните участъци, но има нерешен проблем с изпълнителя на подводното трасе;

Трето, *газовата връзка със Сърбия*, предвидена първоначално да бъде въведена в експлоатация юли 2015 г., не е започната;⁷

Четвърто, *газовата връзка с Турция* е на етап пред проектно проучване.⁸

От непрекъснатото удължаване на сроковете за реализация на междусистемните връзки със съседните на България страни печели „Газпром“, който запазва възможностите си да злоупотребява с господстващото си положение на доставчик на природен газ за България и частично „Булгартрансгаз“, собственикът на националната газопреносна мрежа. Построяването на газовите връзки би разбило монопола на „Газпром“ и би принудило „Булгартрансгаз“ да предостави 50% от капацитета на всеки от интерконекторите на други доставчици, както изисква европейското законодателство. Нашият извод е, че забавянето на строежа на газовите връзки е умишлен протекционизъм, който позволява на „Газпром“ и „Булгартрансгаз“ да запазят позициите си, защото препятства конкуренцията и по-ниските цени на природния газ.



Газовите преговори между Русия и Украйна

Проведените досега срещи на украинската и руската страна с посредничеството на ЕС не доведоха до сключване на официално споразумение или договор за решаване на газовия спор помежду им. Единственият напредък досега бе отбелязан на втората среща на президентите Путин и Порошенко в Рим на 18.10.2014 г., след която бе съобщено, че са договорени доставките на руски газ за Украйна в обем от 5 млрд. м³ на междинната цена от \$385 за 1000 м³. Тя обаче може да бъде променяна с решение на Думата, тъй като Русия настоява, че предложената цена се дължи на отмененото мито за износ на газ и ако бъде възстановено цената отново ще стане \$485 за 1000 м³. Цената е в сила до 31.03.2015 г. След тази дата Украйна настоява цената на газа да бъде намалена на \$325 за 1000 м³ за пролетно-летния сезон.

Рискът от прекъсване на газовите доставки остава висок, защото двете страни не отстъпват от исканията си:

- Русия настоява до края на декември 2014 г. да ѝ бъдат изплатени \$3,1 млрд. за доставки на газ за последните два месеца на 2013 г. и такива, след 31.03.2014 г.;
- Киев предлага график на погасяването на плащания към „Газпром“ – превод на \$2 млрд. до края на октомври и още \$1,1 млрд. до края на годината; настоява

също за преразглеждане на размера на транзитните такси и тяхното 6-месечно предплащане.

- Украйна настоява за преразглеждане на договора за транзит на газ и привеждането му в съответствие с европейските изисквания, т.е. въвеждане на модела „вход – изход“, според Регламент № 715/2009⁹ на Европейския парламент и Съвета.¹⁰
- Руската страна категорично се противопоставя на изпълнението на Регламентите на ЕС за украинската газопреносна мрежа, защото това ще означава край на монополното положение на „Газпром“ като доставчик и ползвател на мрежата. Тя автоматично ще стане достъпна за алтернативни и реверсивни доставки на цялата територия на Украйна и така ще се създаде здравословна конкуренция между доставчиците, което ще доведе и до по-ниски цени на суровината.

Рискът се засилва от сериозното съмнение дали „Газпром“ ще извърши поисканото от Украйна предплащане на транзитните такси. Голяма е вероятността тази сума да не бъде изплатена и да започне да се приспада от дължимото от Киев за досегашните доставки на природен газ. Отговорът може да бъде Киев да не разреши транзит на руски газ.

Такова развитие ще ускори силно влошаващо се финансово състояние на „Газпром“. Чистата печалба на компанията е спаднала с 41% през първото тримесечие на 2014 г. спрямо същия период на миналата година. Тя е била \$6 млрд., докато година по-рано е възлизала на \$10 млрд. Причините за лошите финансови резултати са: 1) отслабването на рублата на финансовите пазари, поради обезценяването ѝ с 20,1% за периода 01.01.2014 г. до 20.10.2014 г. (от 32,78 рубли за долар на 41,03 рубли за долар); 2) намаленото търсене на руски газ на европейските пазари; 3) дълговете на Украйна, за които „Газпром“ претендира, че са \$5,3 млрд. В отговор „Газпром“ понижи прогнозата си за износа и за цените на природния газ за Европа за текущата 2014 г.

Загубите на „Газпром“ ще се увеличат в последното тримесечие на 2014 г. и първото шестмесечие на 2015 г. поради рязкото спадане на цената на суровия петрол. Сортът „Брент“, използван от „Газпром“ при определяне на цената на природния газ, в течение на четири месеца изгуби 25% от стойността си (от \$114 за барел на 20.06.2014 г. стигна до \$85 за барел на 20.10.2014 г.). В примера с България, в дългосрочния договор за доставка на природен газ, във формулата за цената участват цените от последните 9 месеца на тежките петролни фракции – газьол със сяр 0,2%, мазут със сяр 1,0% и мазут със сяр 3,5%. Такава е рамката на договарянето на цените и за другите страни. Това означава, че в следващите месеци цената на руския природен газ ще намалява.¹²

Ако до края на октомври „Нафтогаз – Украйна“ не преведе никакви плащания на „Газпром“ и в отговор не получи, макар и частично, предплащане на транзитните такси, рискът от негативно развитие нараства значително; газовите доставки за Европа ще бъдат застрашени от спиране.



Продължаващ риск от проекта „Южен поток“

В предишен междинен доклад на ЛУР бяха подробно анализирани рисковете от проекта „Южен поток“: произтичащи от финансовия модел, от подписаните споразумения и от конкурса за изпълнител на проекта на българска територия. Тук

ще бъдат оценени рисковите събития след като на 08.06.2014 г. бе разпоредено спиране на строежа на газопровода на българска територия до хармонизирането му с европейските директиви и правила. След анексирането на Крим от Русия, Брюксел замрази разговорите по този проект с Москва. Няма постигната никаква договореност за продължаване на строителството на газопровода. България следва безусловно да преустанови за неопределено време дейностите по този проект. На практика това не става:

- Обявен бе изборът на „Стройтрансгаз консорциум“ за победител в конкурса за изпълнител на проекта „Южен поток“ на българска територия на 27.05.2014 г.; в консорциума равно участие имат компаниите „Стройтрансгаз“ със собственик санкционирания Геннадий Тимченко и акционерното дружество „Газпроект“, обединяващо „Промислено строителство холдинг“, „Техноекспортстрой“, „Главболгарстрой“, Понсстройинженеринг“ и „ПСТ Холдинг“;
- Веднага след това Европейската комисия образува наказателна процедура срещу България, заради нарушение на правилата на Евросъюза както при избора на изпълнител на строежа на българското трасе, така и за осигуряване на достъп на трети лица до капацитета на тръбопровода;
- Преговорите с Русия за „Южен поток“ бяха прекратени, и бяха заплашени страните от ЕС, които продължават дейностите по проекта, сред тях на първо място - България, ако се получат доказателства, че дейностите не са прекратени и има нови поръчки по проекта;
- Въпреки отправените предупреждения, ръководството на БЕХ подписва договор за заем от €620 млн. от „Газпром“ за финансиране на българското участие в строежа на газопровода, но Министерският съвет отказва да се даде разрешение за теглене на заема.
- Само 5 дни преди да излезе в оставка министърът на регионалното развитие Десислава Терзиева с разрешение за строеж № РС – 49/31.07.2014 г. позволява на „Южен поток България“ АД да извърши *строителни и монтажни работи*; ¹³
- На 12 август ръководството на „Южен поток България“ АД подава заявление за *увеличаване на капитала на дружеството*, което е вписано в Търговския регистър на 18 август. Това е следствие от допълнително инвестираните от БЕХ в проектната компания 191 млн. лв. По такъв начин холдингът не се съобразява с разпореждането на ресорния си министър да се преустановят всички действия по изграждане на газопровода „Южен поток“, както и с протоколно решение, издадено от министъра на 11 август, с аналогично съдържание;
- На 3 септември става ясно, че кабинетът „Орешарски“ до последния момент е водил преговори за промени на статута на „Южен поток“ и същият от транзитен газопровод да бъде преобразуван в „добивен“, с цел да се заобиколи европейското законодателство. Дни по-късно стана публичен проектът за Допълнение № 15/18.07.2014 г., ¹⁴ предложен от „Газпром экспорт“ на „Булгарстрансгаз“, с който се цели да се допълни Договорът между двете страни от 27.04.1998 по такъв начин, че „Южен поток“ да бъде част от този договор, като се добави в него нова входна точка – Провадия, към действащата досега „Негру Воде“. Единствено оставката на правителството „Орешарски“ е предотвратила приемането на това допълнение. Едновременно с това, в предлаганото

Допълнение № 15 се променят характеристиките на транзитирания природен газ и се позволява да се намали гарантираното налягане на газ по сегашното трасе.

Заклучението е, че с действията си правителството „Орешарски“ и ръководствата на БЕХ и на „Южен поток България“:

- са действали в противоречие на българските и в полза на руските интереси;
- увеличили са риска от санкции от ЕК;
- нарушили са доверието на европейските институции и са създали опасност за наказателна санкции срещу България.^{15,16}

Тези действия показват българския лош прочит на събитията и перспективите:

- „Газпром“ обяви, че проектът „Южен поток“ поскъпва с 47%, като цената на газопровода нараства от €16 млрд. на €23,5 млрд.: морският участък ще струва €14 млрд., вместо досегашните €10 млрд.; европейската част – €9,5 млрд., вместо €6 млрд.; сухопътният участък на българска територия се оценява на 3,7 млрд. €, без в тази стойност да е включена цената на тръбите. Финансирането за морския участък е отложено за първото тримесечие на 2015 г., а с това и строителството му.
- Премиерът на Сърбия заяви, че няма смисъл да се започва строителството на „Южен поток“ без споразумение за неговата законност между ЕС и Москва. Това бе отговор на предупреждението на ЕК, че перспективите за членство на страната в ЕС ще се влошат, ако тя построи своя участък от „Южен поток“, без да се съобрази с енергийното законодателство на ЕС.
- „Газпром“ извести, че чуждите банки са решили да замразят плановите си за финансиране на „Южен поток“, като официалното обяснение е, че това решение ще действа поне докато санкциите срещу Русия не бъдат облекчени.
- Позицията на ЕК по проекта „Южен поток“ бе втвърдена от новия екип на ЕК, чиито позиции и оценки са: приоритет са диверсификацията на доставчиците на газ, а не строителството на „Южен поток“; „Газпром“ е компания, която не желае да спазва правилата, а „Южен поток“ нито подобрява енергийната ситуация, нито разнообразява газовите доставки; ЕС трябва да окаже политическа и финансова подкрепа на конкурентния проект „Южен газов коридор“, тъй като е неприемливо Русия да използва газовите доставки като оръжие.¹⁷



Мерки за управление на рисковете

Мерките, които препоръчваме, са спешни и средносрочни:

Спешните са:

- Незабавно прекратяване на всякакви (включително подготвителни) действия от българска страна по проекта „Южен поток“, което ще докаже, че се подкрепят безусловни решенията на ЕС;
- Запълване на 100% от капацитета на газовото хранилище „Чирен“ (500 млн. м³)

във възможно най-краткия срок;

- Сключване на споразумение с Гърция за доставка на природен газ при спиране на доставките от „Газпром“ чрез:

* договор за купуване на газ от терминала за регазификация в Ревитуса, транспортиране през гръцката газопреносна мрежа и подаване към България през интерконектора Сидерокастро – Кулата;

* меморандум за разбирателство за обмяна на електроенергия срещу природен газ на основата на баланс на интереси, като количеството електроенергия за Гърция бъде еквивалентно на количеството газ, необходимо за производство на тази електроенергия от газова централа (каквато е препоръката на ЕК).

- Всички компании, които използват за своята дейност природен газ, спешно да осигурят в резерв складова наличност на алтернативни петролни горива.

- Привеждане в готовност на инсталираните, но неизползвани за производство и студен резерв мощности, с цел да бъдат незабавни включени в електроенергийната система, ако потреблението на електроенергия се увеличи при спиране на газовите доставки.

Средносрочните мерки са:

- Съвместно предприемане от българска и румънска страна на всички необходими мерки, за да се преодолеят проблемите, възпрепятстващи завършването на междусистемната газова връзка България – Румъния.

- Строг контрол на сроковете за изпълнение на интерконектора Комотини – Стара Загора, с оглед завършването му в предвидения срок – през 2016 г.

- Пълна подкрепа на ЕК в преговорите с руската страна за привеждане на проекта „Южен поток“ в съответствие с европейските директиви и правила, последвани от финансово-икономически анализ на проекта и само при доказани ползи за България, обявяване на международен конкурс за избор на изпълнител, изцяло по правилата на ЕС.

- Преобразуване на изчерпаното находище „Галата“ във второ газохранилище, което ще позволи да се увеличат значително запасите и ежедневните количества извличан природен газ при кризисна ситуация.

- Създаване на регионален пазар на природен газ с Гърция и Румъния след влизане в експлоатация на интерконекторите с тези страни, което ще намали силно опасността от криза при спиране на доставките на руски газ.

- Активно участие в създаването на Европейски енергиен съюз, което е приоритет на новия състав на ЕК. Чрез общ орган на ЕС ще се договарят цената, количествата, условията и сроковете на доставка на природен газ от трети страни.

- Провеждане на търгове и започване на проучвания за природен газ в блоковете „Терес“ и „Силистар“ в Черно море.

- Завършване проучванията в блок „Хан Аспарух“ в дълбоките води на Черно море в предвидения срок (2017 г.) и започване на индустриален добив на природен газ

в 2018 г.

- Изграждане на интерконектор с Турция до края на 2018 г., преди пускане в експлоатация на находището „Шах Дениз 2“ през 2019 г.
- Подписване на договори с Азербайджан за доставки на азерски газ след 2019 г. за създаване на конкурентен пазар на газ от нови доставчици.

БЕЛЕЖКИ

- ¹ Междинен доклад за природния газ април'2014, ЛУР
- ² Официалният говорител на руския монополист Сергей Куприянов събщи, че причината за това е извършването на ремонти на газопровода „Ямал – Европа“.
- ³ Унгария има най-големите хранилища в Централна Европа и може да съхранява до 6 млрд. м³.
- ⁴ За сравнение в хранилището на Румъния има складирани над 2,4 млрд. м³ при необходима за зимата складова наличност от 1,7 млрд. м³. Впрочем Румъния, която традиционно има тесни връзки с Молдова, пусна в експлоатация на 27.08.2014 г., Деня на независимостта на Молдова, газопровода Яш – Унгени (43 км.), който е с капацитет между 1,5 и 2 млрд. м³ и е в състояние, при спиране на доставките от „Газпром“, изцяло да покрие нуждите на Молдова, които са 1,2 млрд. м³ годишно.
- ⁵ РЕГЛАМЕНТ(ЕС)№994/2010 НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА от 20 октомври 2010 година относно мерките за гарантиране и сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива2004/67/ ЕО на Съвета
- ⁶ Това ще се случи едва през 2016 г., ако се спази последната актуализация на сроковете за тази между системна връзка. По нея ще се доставят договорените 1 млрд. м³/ год. от Азербайджан.
- ⁷ Първоначално получи финансиране по програмата „Регионално развитие“ и беше изготвено пред проектно проучване през февруари 2013 г., като се очакваше през февруари т. г. да се възложи строеж на тръбата след избор на изпълнител. Въвеждането в експлоатация беше предвидено за. Оказва се, че за новия програмен период 2014 - 2020 г. проектът е пренасочен към програмата „Конкурентоспособност“ и предстои да се изготви ново пред проектно проучване, а сроковете сигурно ще се забавят с около 2 години. Интерконекторът ще доставя газ в двете направления: от терминала „Кърк“ в Хърватия към България, а в обратна посока – от Южния газов коридор към Сърбия.
- ⁸ Българската страна е готова с това проучване, но Турция все още не е дала предложение за цената на газа, който ще се доставя и на таксата за транзит. Строителството на българския участък се очаква да струва над 100 млн. €. Връзката е необходимо да влезе в експлоатация не по-късно от 2019 г., когато ще започне подаване на газ към Европа (10 млрд. м³) от находището „Шах Дениз – 2“ и България ще бъде част от тези доставки.
- ⁹ РЕГЛАМЕНТ (ЕО) № 715/2009 НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005
- ¹⁰ Регламентът улеснява достъпът на трети страни до украинската газопреносна мрежа и се засилва конкуренцията. Всеки ползвател на мрежата прави заявки за входящ и изходящ капацитет и преносът се осъществява и оценява по зони, вместо по договорни пътеки. Тарифите в дадена зона не зависят от дължината на трасето. С последващия Регламент №984/2013 на Комисията се установява мрежов кодекс, който включва тръжни процедури и стандарти за трансграничен капацитет. Така се гарантира прозрачен и недискриминационен достъп до газопреносната инфраструктура за всички ползватели на мрежата.
- ¹¹ През 2013 г. бяха изнесени 162 млрд. м³, за 2014 г. бяха планирани 158,4 млрд. м³, а сега са намалени на 157 млрд. м³; средната цена на руския газ за Европа се очаква тази година да бъде 350 \$ за 1000 м³, спрямо 387 \$ за 1000 м³ през 2013 г.

¹² Саудитска Арабия и Катар оповестиха, че няма да предприемат действия, за да върнат цените на петрола на предишното високо ниво.

¹³ За приемен терминал „Паша дере“ и компресорна станция (КС) „Варна“ и „път към приемен терминал и КС в горска територия“ (358 дка) и разпорежда предварително изпълнение на РС – 49 за защита на особено важни национални интереси. Решението е публикувано в ДВ/05.08.2014 г. (стр. 87, т. 36) в деня на встъпване в длъжност на служебното правителство. Теренът от горската територия е продаден от държавата на „Южен поток България“ АД средно по 15 €/м², докато терени, изкупени в същия район са платени по 207 лв. м², т.е. близо 7 пъти по-скъпо.

¹⁴ ДОПОЛНЕНИЕ № 15 к Контракту №643/00157629/210215 от 27 априля 1998 г. на транспортировка природного газа из Российской Федерации через территорию Республики Болгарии в Турцию, Грецию, Македонию и Сербию в 1998 - 2012 гг., заключенному между ООО „Газпром экспорт“ с одной стороны и ЕАД „Булгартрансгаз“, с другой стороны (далее - Контракт), источник offnews.bg

¹⁵ Израз на растящото недоверие към страната бе изразената позиция на ЕК от Марлене Холцнер, говорител на еврокомисаря Г. Йотингер: „Европейската комисия призова България да спре изграждането на газопровода „Южен поток“, но не разполага със своя полиция на мястото там, нито в Сърбия, която да следи нещата - ние не действаме така; нашият подход са наказателните процедури срещу правителствата.“

¹⁶ Европейският парламент гласува резолюция, в която призова страните членки на ЕС да спрат планираните споразумения в енергийния сектор с Русия, включително и за газопровода „Южен поток“, както и да регулират достъпа на трети лица до газохранилищата си, между системните и реверсивните връзки.<http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=TA&reference=P8-TA-2014-0025&language=EN&ring=P8-RC-2014-0118>

¹⁷ <http://europe.bg/bg/articles/news/2014/10/21/uspeshni-posledni-izslushvaniya-na-novite-evrokomisari>

ПРОГНОЗА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ БАЛАНС НА Р. БЪЛГАРИЯ 2025

АНАЛИЗ И ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЗА ВЪЗДЕЙСТВИЕ

доц. д-р Иван Н. Иванов



Докладът е обоснована прогноза за производството и потреблението на електроенергия. Факторите, от които зависи прогнозата, не се оценяват като положителни или отрицателни; анализира се единствено тяхното въздействие. При изготвянето на прогнозата безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторите не са отговорни за информация и материали, изхождащи от други източници, както и за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; може да се цитира само за изследователски, учебни и административни цели – докладът не е предназначен за медиен дебат. За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.



Резюме

Прогнозата е изработена на база тенденциите в производството и потреблението на електроенергия в България и, след анализ на основните фактори, които определят развитието на електроенергийния пазар. За целта е създаден математико-статистически модел. Основните изводи са:

В следващото десетилетие ще намалява електропотреблението на домакинствата, заради демографската криза, ще се повишава чувствително енергийната ефективност и същевременно ще расте цената на електроенергията. Икономиката ще се приближава до средноевропейското ниво на енергийна интензивност. Ще се намалят загубите в преносната и разпределителните мрежи. Природният газ ще измества електроенергията от потреблението вследствие на конкурентната си цена, диверсификацията на доставчиците и увеличения местен добив. Ще се въведат интелигентни мрежи за пренос и разпределение, които ще оптимизират потреблението на електроенергия.

Освен вътрешното потребление, въздействие върху производството ще оказват износът и нарастващите изисквания към генериращите мощности. Общоевропейската енергийна система ще направи част от генериращите мощности неконкурентоспособни, поради тяхната технологична неефективност. Европейското изис-кване за преход към нисковъглеродна икономика ще наложи значителни инвестиции в нови технологии, което ще доведе до съществено повишаване на цената на произведената електроенергия. ВЕИ ще забавят своето развитие, поради отпадане на преференциите за тях и ще се развиват главно като децентрализирани конструкции за задоволяване на собствените нужди на жилищни и стопански сгради.

На основа на общото въздействие на посочените фактори, в заключение на доклада се представя прогноза за електроенергийния баланс на България, която се анализира и се правят изводи.



Въведение

Състоянието на електроенергийния баланс на страната е следното:

Брутното производство на електрическа енергия в страната се колебае в границите от 43,5 TWh през 2001 г. до 50,3 TWh през 2011 г. След 2011 г. производството на електроенергия спада с 5,8% за 2012 г. (47,4 TWh), със 7,1% за 2013 г. (44 TWh). През първите осем месеца на 2014 г. има нарастване с 10,7%, което се дължи основно на увеличения износ. Но дори при това увеличение, на годишна база се очаква производството да бъде около 45 TWh. От това количество 37% са предназначени за регулирания пазар, 30% за свободния пазар и 33% за износ и поради енергийни загуби.¹



За гарантиране на устойчивост на електропроизводството, а от там - и на електроенергийната система при авария, са предвидени резервни мощности, формиращи студен резерв. До 2013 г. той беше 1040 MW, съответстващ на мощността на единия от работещите блокове на АЕЦ „Козлодуй“. Поради ограниченото потребление на електроенергия, през 2013 г. резервът бе намален наполовина.

Евентуална авария на най-голямата мощност ще бъде незабавно компенсирана чрез увеличаване на мощността на термичните централи в работен режим, които функционират със значително по-малка мощност от номиналната (централите от „Марица Изток“). По такъв начин студеният резерв бе намален от 9,1 TWh годишно на около 4,5 TWh, което добавя 10 % към реално произведената електроенергия (44 TWh). При изграждането на общата европейска електроенергийна система, този резерв ще може допълнително да се намали поради възможността за бързо подаване на необходимата електроенергия от други страни от ЕС. Редуцирането на резерва допълнително лишава от смисъл строителството на нови големи мощности.

Малките мощности – зелена енергия, микро-ВЕЦ и т.н. не се резервират и не служат като резерв, но поради силно неравномерното им денонощно и сезонно производство на електроенергия е целесъобразно да бъдат съчетани с парогазови централи. Тяхното строителство понастоящем е неосъществимо заради високата цена на природния газ, но след 2020 г. те ще навлязат в сектора, както в САЩ през последното десетилетие.

Брутното вътрешно потребление на електрическа енергия показва устойчив спад в последните години: за 2013 г. (37,86 TWh) то е с 3,3% по-ниско от потреблението през 2012 г. и с 4,8% по-ниско от това през 2011 г. Последните данни показват, че за периода януари – август 2014 г. потреблението бележи слаб ръст от 1,6%,² практически, но е повлияно от намалението на цената на електроенергията, общо с над 10% за последната година. Нетното потребление на електроенергия в страната се задържа на приблизително постоянно ниво, около 29 – 30 TWh за последния тригодишен период.

Износът на електроенергия от страната. Няма увеличаване на нуждите от електроенергия в региона, които биха потвърдили дългосрочни прогнози за увеличен износ. Максималният износ на електроенергия беше осъществен през 2011 г. (12,1 TWh), след което той спада на 10,7 TWh през 2012 г. и 9,5 TWh през 2013 г. Вероятно през 2014 г. нивото отново ще се повиши, благодарение на решение на ДКЕВР, с което цената за пренос през мрежата беше намалена с 50% от 01.01.2014 г. За първите десет месеца са изнесени 7,5 TWh електроенергия. Това количество съответства на капацитета на връзките на електропреносната мрежа на страната с мрежите на

съседните държави.



Методология за прогнозиране на електроенергийния баланс

Електроенергийният баланс на страната се определя от равенството между брутното вътрешно потребление и износа на електроенергия – от една страна и брутното електропроизводство – от друга. Делът на вътрешното потребление надвишава около 4 пъти износа.

Създаването на математико-статистически модел за прогноза на електроенергийния баланс включва следните етапи:

- Определяне на въздействащите фактори върху електропотреблението;
- Изчисляване на функцията на изменение във времето на всеки от въздействащите фактори;
- Прогнозиране на факторите и сравняване на прогнозата с тези на официалните институции;
- Изчисляване на коефициентите на въздействие на факторите върху електропотреблението;
- Прогнозиране на електропотреблението;
- Коригиране с потреблението на природен газ, което замества част от електропотреблението;
- Прогнозиране на износа;
- Консолидирана прогноза на електроенергийния баланс;
- Определяне на доверителен интервал на прогнозата за електроенергийния баланс;
- Изводи от изработената прогноза.

Определяне на въздействащите фактори върху електропотреблението.

Потреблението на електроенергия е съсредоточено в домакинствата от една страна и от друга – в индустрията, услугите и обществения сектор. На домакинствата се падат почти 40 % от цялото нетно потребление на електроенергия. Влиянието на основните фактори върху потреблението е различно за двата сегмента и поради това е изследвано поотделно. Разделното анализиране дава възможност да се отстрани всяка вътрешна корелация между тях, която би довела до неточност на прогнозата.

Досегашни анализи на ЛУР дават основание да се формулира хипотеза за следните основни фактори, които в най-голяма степен са определяли и ще определят електропотреблението с хоризонт 2025 г.

По отношение на потреблението на електроенергия от домакинствата факторите са:

- Демографската криза;
- Разходите за крайно потребление от БВП на домакинствата;
- Електроенергийната ефективност на домакинствата;
- Цената на електроенергията за битови цели;
- Потреблението на природен газ, което замества част от електропотреблението.

По отношение на потреблението на електроенергия от индустрията, услугите и публичния сектор факторите са:

- Намаляването на броя на икономически активните лица (от 15 до 65 год.) което води до отсъствие на кандидати за работни места в определени сектори на индустрията и услугите, до свиване на производство, а оттам – до намаляване на потреблението на електроенергия;
- Нарастването на БВП произтича от повишаване на индустриалното производство и консумираната от него електроенергия;
- Електроенергийната интензивност на икономиката устойчиво намалява потреблението вследствие въвеждането на новите технологии;
- Цената на електроенергията за стопански нужди участва с ценообразуването и влияе на конкурентоспособността, поради което при повишаването ѝ се засилва необходимостта от енергоспестяващи мерки;
- Съвкупността от потреблението в самия енергиен сектор и загубите при пренос и разпределение бележат устойчива тенденция на намаляване;
- Както и при домакинствата, повишаването на потребление на природен газ ще доведе до заместване използването на електроенергията.

Има и други фактори, чието влияние е по-слабо и е опосредствано чрез някои от изброените по-горе.

Изчисляване на функциите на изменение във времето на факторите.

Като входящи данни за всеки от въздействащите фактори се използват данните на НСИ за 16-годишен период от 1998 до 2013 г. По-нататъшното разширяване на реда от данни, включващ предшестващи години, ще доведе до изкривяване на резултатите, поради тежката икономическа и финансова разруха на страната през 1996 – 1997 г.

За всеки фактор на базата на данните бяха определени и изследвани 4 основни апроксимиращи функции: линейна, квадратична, експоненциална и логаритмична. След проверка на точността на апроксимация по метода на най-малките квадрати³ се установява, че най-подходящи са линейната и експоненциалната апроксимации, описвани с уравненията:

$$x_i(t) = a_i + b_i t \text{ и}$$

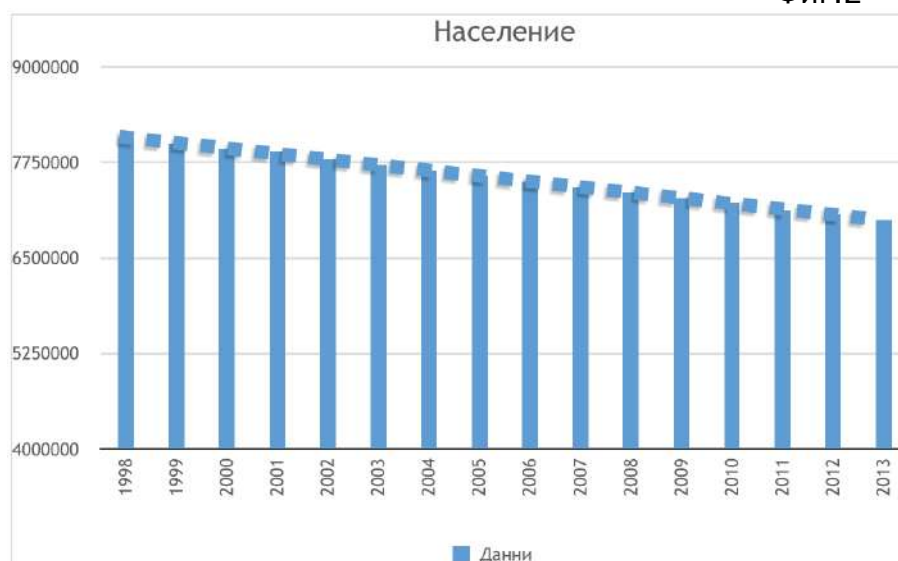
$$x_i(t) = a_i e^{b_i t}$$

a_i и b_i са коефициенти, характеризиращи линейната и експоненциалната функция за всеки фактор, където $x_i(t)$ при $i = 1 \div 12$ представляват зависимите от времето основни въздействащи фактора, които са представени със следните дванадесет показатели: 1) среден годишен брой на населението; 2) БВП – разходи за крайно потребление от домакинствата по съпоставими цени за 2005 г.; 3) електроенергийна ефективност, изразена чрез електроенергийната интензивност на 1000 € БВП на домакинствата; 4) цена на електроенергията за битови нужди; 5) количеството природен газ, консумирано от домакинствата; 6) брой на икономически активните лица; 7) БВП – разходи за крайно потребление от индустрията, услугите и публичния сектор по съпоставими цени за 2005 г.; 8) електроенергийна интензивност в индустрията и услугите; 9) цена на електроенергията за стопански цели; 10) електропотребление в енергийния сектор; 11) загуби при пренос и разпределение на електроенергия; 12) количество използван в индустрията природен газ.

След определяне на двете апроксимиращи функции – линейна или експоненциална, се прави прогноза за изменение на въздействащите фактори до 2025 г. Получените резултати се съпоставят с наличните прогнози от официални институции. На тази база се избира тази от двете функции, чиито резултати са по-близки до прогнозите на институциите. По такъв начин, без пряко да се използват съществуващите прогнози, за които не са посочени конкретни основания, се ползва апроксимиращата функция, която не е драстично различаваща се от тези прогнози, а по-скоро ги коригира в съответствие с избрания модел и функция.

Избраните апроксимиращи функции с техните конкретни коефициенти, определени за всеки въздействащ фактор са:

Фиг.2



Факторът демографска криза. За определяне изменението на броя на населението във функция от времето са използвани резултатите от 3 последователни преброявания – 1992, 2001 и 2011 г. като при последното преброяване, поради редица организационни и методологични пропуски и грешки при осъществяването му от НСИ, реалното население е с около 200 хил.

души по-малко,⁴ което е отчетено при настоящия анализ. Междинните резултати на НСИ в годините между преброяванията не са използвани, поради значителното им отклонение от действителните стойности.

Данните и апроксимиращата функция са показани на фигура 2.

Най-подходяща е линейна функция, чиито параметри са определени по метода на най-малките квадрати. Полученото уравнение е следното:

$$(1) \quad x_1(t) = a_1 - b_1 t = 8079109 - 72232t.$$

За периода 1998 – 2013 г. населението на България е намаляло с над 1 млн. души.⁵ Тази отрицателна тенденция е необратима и в следващото десетилетие.

Броят на икономически активните лица също бележи спад. Отново са използвани като изходни данни резултатите от преброяванията през 1992, 2001 и 2011 г. като при последното броят допълнително е намален със 135,6 хил. души. Това произлиза от допуснатата грешка с 200 хил. души при преброяването на населението, като се отчита, че икономически активните лица са 67,8%. Математическото описание е линейната функция

$$(2) \quad x_2(t) = a_2 - b_2 t = 5448634 - 45409t.$$

показана на фигура 3.

Фиг.3



За периода 1998 – 2013 г. икономически активните лица в страната са намалели с 660 хил. души,⁶ което е близо 12% от работната ръка.

Броят на домакинствата в страната⁷ с описаната по-горе корекция на резултатите остава практически постоянен – намалява само с около 1%. Намалението на населението се отразява на средния брой лица в домакинство – от 2,8 на 2,4 души, но практически не променя самия брой домакинства. По тази причина по-нататък този показател не е използван като основен въздействащ фактор при анализа.

Факторът Брутен вътрешен продукт е ключова величина при изследване на показателите, оказващи влияние върху потреблението на електроенергия.⁸ Линейните

уравнения, които представят с най-малки отклонения динамиката във времето на физическия обем на разходите за крайно потребление^{5,6} в БВП са:

$$(3) x_3(t) = a_3 + b_3t = 21271 + 1262t - \text{за домакинствата и}$$

$$(4) x_4(t) = a_4 + b_4t = 11398 + 391t - \text{за индустрията, услугите и публичния сектор.}$$

илюстрирани на фигури 4 и 5.

Фиг.4



Фиг.5



Растежът на БВП предполага нарастване на електропотреблението, но далеч не в мащабите, в които това е било в миналото. През 70-те и 80-те години на миналия век

се счита за достоверна много по-силна линейна зависимост между нарастването на БВП, главно в резултат на промишлено строителство, и нарастването на електрическата енергия, необходима за тази индустрия. Силно влияние оказваше и масовото използване на електроенергията за отопление в домакинствата. След 1991 година зависимостта на електропотреблението от растежа на физическия обем на БВП е много по-слаба. Например, за последното десетилетие БВП на страната при крайното потребление е нараснал със 25,5%, от 42,765 млрд. лв. на 53,691 млрд. лв., по съпоставими цени, но за същия период брутното потребление на електроенергия се е увеличило само с 5% (от 36,1 TWh на 37,9 TWh). Подобно е съотношението между тези величини при разделното изследване на домакинствата и на останалите крайни потребители (индустрия, услуги и обществен сектор). Разбира се, това произтича от действието и на други фактори.

Факторът цена на електроенергията у нас, противно на икономическата логика и практиката в ЕС, е различна за битови потребители и за стопански дейности, като тази за домакинствата, поради социални съображения, се поддържа с 16% по-ниска.^{5,6} Към 01.01.2014 г. тя е 45% от средната за ЕС. Спрямо Германия е 3 пъти по-ниска, а спрямо Дания – около 4 пъти. Същевременно се създават нереалистични обществени очаквания за трайно запазване на тази ниска цена. Всъщност енергийните дружества се лишават от средства за поддържане и развитие на съоръженията си и на преносната мрежа. Създава се риск от влошаване на качеството на електроенергията, от аварии и от забавяне на модернизацията на енергийния сектор. Поради тези обективни обстоятелства, в рамките на следващите години цената ще се повишава. Понататъшното изменение на цената ще се определя от два основни фактора:

Либерализацията на сектора, която трябва да е факт до края на 2015 г., ще изравни цената на електроенергията за битовите потребители с тази за стопанска дейност. Така ще се премахне изкуствено поддържаната по-ниска цена за домакинствата.

Борбата с климатичните промени, която е една от водещите политики на ЕС,⁹ изисква до 2020 г. България да намали с 20% изхвърляния в атмосферата въглероден диоксид спрямо 1990 г.¹⁰ Поради непрекъснатото увеличаване на въглеродните емисии в световен мащаб, разработената от ЕК Европейска рамка за енергетика и климат предвижда до 2030 г. всяка от страните членки да намали парниковите газове с 40% като най-ефективен път към ниско въглеродна икономика.¹¹ България успешно се справя с изискването за намаление на емисиите на CO₂ с 20% до 2020 г., благодарение на закриването през 90-те години на редица производства, използващи енергоемки и силно замърсяващи остарели съветски технологии. Постигането на амбициозната цел – намаление на емисиите с още 20% за периода от 2020 до 2030 г., обаче изисква постепенен преход към ниско въглеродна енергетика. Това произтича от обстоятелството, че съгласно изследванията в световен мащаб, най-големият източник на парникови газове е именно енергийният сектор (25% от цялото количество). Предвид това, че България притежава най-големите находища на лигнитни въглища в Югоизточна Европа и централите, работещи с тях са с мощност над 3298 MW и с дълъг експлоатационен резерв, не е приемливо те да бъдат спирани от производство. Нужно е обаче, изграждане на инсталации за улавяне и втечняване на CO₂ с последващо погребване в подходящи геоложки формации. България хармонизира законодателството си през 2012 г. като прие Закон за съхранение на въглероден диоксид в земните недра.¹² Но технологията изисква значителни инвестиции, които следва да бъдат платени от потребителите на електроенергия.

Изменението на цената във времето се описва с линейна зависимост, различна за двата вида потребители (фигури 6 и 7):

(5) $x_5(t) = a_5 + b_5 t = 0,147 + 0,0029 \cdot t$ – за домакинствата и

(6) $x_6(t) = a_6 + b_6 t = 0,148 + 0,005 \cdot t$ – за стопанските потребители.

Фиг.6



Фиг.7



Факторите електропотребление на енергийния сектор и загуби при пренос и разпределение. Тези два показателя играят съществена роля върху brutното потребление на електроенергия в индустрията и услугите. Поради технологичната изостаналост на голяма част от генериращите мощности у нас и лошото състояние

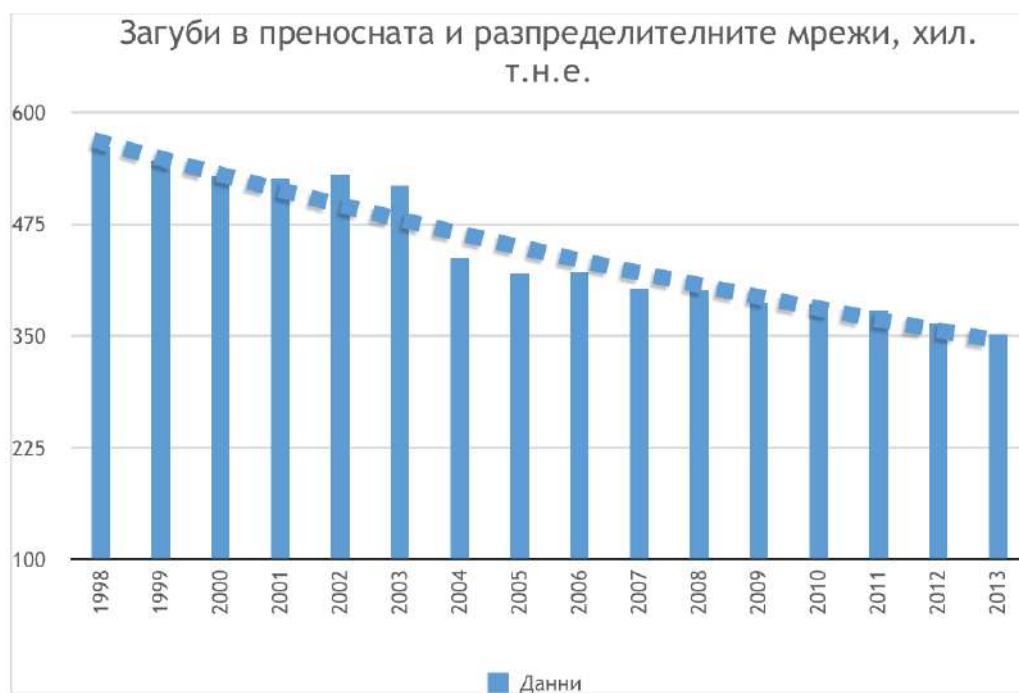
на преносната и разпределителните мрежи, България е сред страните в ЕС с най-голямо електропотребление на енергийния сектор и с най-големи загуби по мрежата. Зависимостта на електропотреблението на енергийния сектор от времето⁶ се описва с линейната функция.

$$(7) x_7(t) = a_7 + b_7 t = 482 + 3,78t, \text{ (Фиг.8)}$$



а на загубите в преносната и разпределителните мрежи⁶ – с експоненциалната функция

$$(8) x_8(t) = a_8 \cdot e^{b_8 t} = 590,6 \cdot e^{-0,0345t} \text{ (Фиг.9)}$$

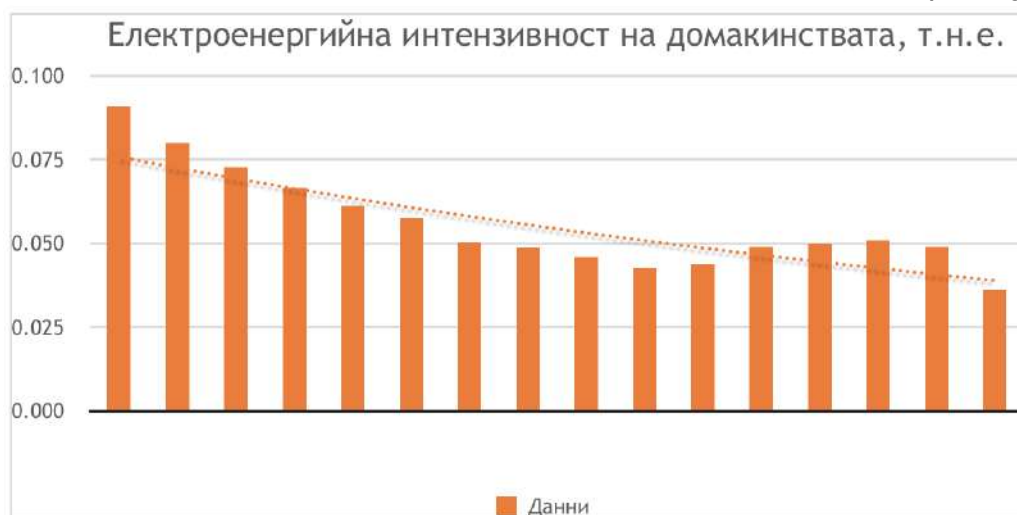


С въвеждането на интелигентни мрежи за пренос и разпределение ще се създадат условия за намаляване на загубите и на електропотреблението в енергийния сектор.

Факторът електроенергийна интензивност - съотношението между електропотреблението и физическия обем на БВП за съответната година. За описание на изменението на електроенергийната интензивност във функция от времето^{5,6} е проведено изследване с 4 апроксимиращи функции: линейна, квадратична, експоненциална и логаритмична. Най-подходяща за електроенергийната интензивност на домакинствата се оказва експоненциалната, която дава резултати, близки до заложените цели в Енергийна стратегия 2020 и е с най-малка грешка по метода на най-малките квадрати (Фигура 10).

$$(9) x_9(t) = a_9 \cdot e^{b_9 t} = 79266 \cdot e^{-0,044 \cdot t} \text{ за домакинствата}$$

Фиг.10



$$(10) x_{10}(t) = a_{10} \cdot e^{b_{10} t} = 0,212 - 0,0022 \cdot t \text{ за индустрията, услугите и публичния сектор. (Фиг.11)}$$



Този характер на апроксимацията произтича от голямата инертност на българската индустрия досега относно въвеждането на енергоспестяващи мерки, което не

предполага рязко снижение на електроенергийната интензивност.

България е страната с най-голяма енергийна интензивност в ЕС, т.е. с най-голяма енергийна консумация за произведен единица БВП (1000 €), независимо че за периода от 2004 до 2012 г. общата енергийна интензивност е намаляла с 23%, от 0,87 на 0,671 т. н. е./1000€. Настоящият доклад е посветен на електроенергийния баланс и се оценява само електроенергийната интензивност, която е величината, необходима за изследването.

След определяне на апроксимиращите функции (1 - 10), за всеки от въздействащите фактори се извършва пълен регресионен анализ с определяне на корелационния коефициент на Пиърсън, коефициента на детерминация и стандартната грешка. След това се извършва дисперсионен анализ за проверка на значимостта на коефициента на детерминация. За илюстрация, в края на доклада са показани резултатите за един от въздействащите фактори – населението.¹³

Прогнозиране на факторите и сравняване на прогнозата с прогнозите на официалните институции.

С уравнения от (1) до (10) се прогнозира динамиката на десетте основни показателя на влияещите фактори за периода 2014–2025 г. Резултатите са показани в следващите таблици:

За домакинствата

Таблица 1

Година	Население	БВП- домакинства	Ел. енергийна интензивност	Цена
ед.	брой	млн. лв.	т.н.е./1000 Е БВП	ст./kWh
Уравнение	(1)	(3)	(5)	(7)
2014	6928149	41456	0,039	18,54
2015	6856603	42717	0,037	19,12
2016	6785057	43979	0,035	19,69
2017	6713512	45240	0,034	20,27
2018	6641966	46502	0,032	20,84
2019	6570420	47764	0,031	21,42
2020	6498874	49025	0,030	21,99
2021	6427329	50287	0,028	22,56
2022	6355783	51548	0,027	23,14
2023	6284237	52810	0,026	23,71
2024	6212692	54071	0,025	24,29
2025	6141146	55333	0,024	24,86
Δx_i	-12%	52%	-41%	40%

За индустрията, услугите и публичния сектор

Таблица 2

Година	Население	БВП- домакинства	Ел. енергийна интензивност	Цена	Електро потребление енергиен сектор	Загуби
ед.	брой	млн. лв.	т.н.е./1000 Е БВП	ст./ kWh	хил. т.н.е.	хил. т.н.е.
Урав-е	(2)	(4)	(10)	(6)	(7)	(8)
2014	4732340	17655	0,174	21,69	542	340
2015	4688411	18046	0,172	22,71	546	329
2016	4644482	18437	0,170	23,73	550	317
2017	4600552	18828	0,168	24,75	554	307
2018	4556623	19219	0,165	25,77	557	296
2019	4512694	19610	0,163	26,79	561	286
2020	4468765	20001	0,161	27,81	565	276
2021	4424835	20392	0,159	28,83	569	267
2022	4380906	20784	0,157	29,85	573	258
2023	4336977	21175	0,154	30,87	576	249
2024	4293048	21566	0,152	31,89	580	241
2025	4249118	21957	0,150	32,91	584	233
Δx_i	-11%	27%	-15%	54%	8%	-34%

Тук Δx_i е изменението в проценти на съответния показател за периода 2014 – 2025 г.

Прогнозата за населението е сравнена с прогнозата на НСИ за 2015, 2020 и 2025 г., при хипотезата за конвергентност. Този вариант е най-реалистичен, тъй като е съобразен с нормативните изисквания на ЕС за демографското и социално-икономическото развитие на страните-членки. Прогнозата на НСИ, обаче е ненадеждна, защото не отчита действителното население в България поради грешното преброяване през 2011 г. и слабостите при преброяването 2001; и двете се дължат на дефектната дефиниция за „обичайно местопребиваване“, която в закона за преброяването се различава от Кодекса на международното частно право и практиката на българския Съд. Това е констатирано и анализирано в доклади на ЛУР за демографията.¹⁴

Много по-достоверна е прогнозата на ООН за демографското развитие на България,¹⁵ съгласно която с вероятност 95% населението у нас може да намалее до 6,286 млн. души, което е с 450 хил. души по-малко от прогнозата на НСИ. Очевидно експертите на ООН са използвали единствено резултатите от преброяванията в 1992, 2001 и 2011 г., без да се съобразяват с ежегодните данни на НСИ за населението на България.

Екстраполацията на използваната апроксимираща функция показва, че в 2025 г. населението на България ще намалее с повече от 12% спрямо 2013 г., а хората в трудоспособна възраст – с над 11%. Този процес води до съществено намаление на потребяваната електроенергия, както в бита, така и в индустрията.

Поради намаляването на населението ще се увеличат необитаваните жилища.

В резултат следва да се очаква намаляване на използваната електроенергия в домакинствата, която за 2012 г., съгласно данните на НСИ, е 39% от цялото вътрешно потребление на страната. Намаляването на работоспособното население за същия период ще намали екстензивно отделни сектори в икономиката на страната и публичните услуги, което ще доведе до намаляване на електропотреблението в тях.

Прогнозата за електроенергийната интензивност. Ако в следващите 10 години положителната тенденция на електро спестяване се запази с досегашните темпове, в 2025 г. страната ще се доближи до средната стойност на енергийната интензивност в ЕС. Това ще бъде постигнато, защото под натиска на повишаващата се цена на електроенергията и на конкуренцията ще бъдат подменени остарели технологични линии и ще се премине масово от потребление на електроенергия към потребление на по-евтиния природен газ в циментовата, химическата, стъklarската и металургичната промишлености.¹⁶

Прогнозата е с най-близки резултати до целевия сценарий в Енергийната стратегия на България, съгласно който България трябва да намали с 50% енергийната интензивност до 2020 г., спрямо 2005 г., като достигне стойност 456 т.н.е./1000€ БВП, спрямо 913, 3 т.н.е./1000€ БВП през 2005 г. За съжаление, в Стратегията се прави прогноза за общата енергийна интензивност, но липсва прогноза за електроенергийната интензивност, която да послужи за съпоставка в настоящия доклад.

Прогноза за нарастване на brutния вътрешен продукт се съдържа в Енергийната стратегия 2020, където е посочено, че през 2020 г. БВП ще достигне 34,7 млрд. €, което е с 58 % повече в сравнение с 2005 – 21,9 млрд. €. Това е напълно съпоставимо с прогнозата за БВП на домакинствата и индустрията в настоящия доклад за 2025 г.

Изчисляване на коефициентите на въздействие на факторите върху електропотреблението.

За определяне на коефициентите на въздействие се използва корелационен анализ,¹⁷ чрез който се намира степента на свързаност между потреблението на електроенергия и всеки от въздействащите фактори.

Посредством регресионния метод се определят промените в една променлива (потреблението) като функция от промените в друга променлива (всеки от въздействащите показатели). Първо се изчислява коефициента на корелация на Пирсън

$$r_{xy} = \frac{n \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{\sqrt{[n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2][n \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2]}} \quad (11) \quad , \text{ където:}$$

$n = 16$ е множеството събрани данни от 1998 до 2013 г. за електропотреблението и за всеки от показателите

x_i е стойност на съответния въздействащ показател ($i = 1 \div 10$) за съответния елемент от множеството ($n = 1 \div 16$)

y_i е стойността на потреблението на електроенергия за съответния елемент от множеството ($n = 1 \div 16$).

Електроенергийната ефективност на домакинствата и електроенергийната интензивност на индустрията, услугите и публичния сектор са извадени от многофакторния корелационен анализ. Това е направено, тъй като в определителния израз за електроенергийната интензивност/ ефективност участва БВП, чието влияние върху потреблението се отчита веднъж директно и повторното му въвеждане би създавало крос-корелация, която изкривява резултата и би компрометирала методиката, разработена на основата на независимото влияние на всеки въздействащ фактор.

Въз основа на данните^{5,6} се изчисляват коефициентите на корелация между електропотреблението и всеки от осемте въздействащи показателя, както и корелационните коефициенти между отделните показатели.¹⁸ След това се определят коефициентите на детерминация r_{xy}^2 , които, умножени по 100, дават процента на изменение на електропотреблението във функция на изменението на всеки от факторите. Резултатите за показани в таблици 3 и 4.

Коефициенти на корелация и детерминация по отношение на електропотреблението на домакинствата.

Таблица 3

Въздействащ фактор	Коефициент на корелация	Коефициент на детерминация
Население	-0,420563701	0,17687
БВП на домакинства	0,215042831	0,04624
Цена	0,536984407	0,28835

Коефициенти на корелация и детерминация по отношение на електропотреблението на индустрията, услугите и публичният сектор

Таблица 4

Въздействащ фактор	Коефициент на корелация	Коефициент на детерминация
Икономически активни лица	-0,7146914	0,51078
БВП на индустрия и услуги	0,648968056	0,42116
Потребление енергиен сектор	0,67895756	0,46099
Загуби	-0,73577161	0,54136
Цена	0,652086638	0,42522

Прогнозиране на електропотреблението.

Въз основа на прогнозата за показателите на въздействащите фактори за периода 2014 – 2025 г. и определените количествени изменения в проценти, се извършва прогнозиране на промяната на електропотреблението по формулата:

$$(12) \Delta y = \sum r_{xy}^2 \cdot \Delta x_i, (i=1 \div 8),$$

Тук Δy е прогнозата за промяна на потреблението в 2025 г. в проценти, е коефициентът на детерминация, който показва какво изменение на потреблението ще настъпи при единица изменение на показателя на съответния въздействащ фактор.

Този подход на работа с относителни нарастъци на величините x_i и y , произтича от обстоятелството, че потреблението зависи от разнородни въздействащи фактори с напълно различни дименсии (размерност).¹⁹

В резултат се получава определена стойност на потреблението в 2025 г. (точкова оценка).

Прогнозата за потреблението на електроенергия от домакинствата:

$$(13) \Delta w_{\text{дом.}} = \sum r_{xiy}^2 \cdot \Delta x_i (i=1,3,5) ,$$

където стойностите на r_{xiy}^2 и Δx_i са представени в таблици 1 и 3. След заместване на съответните стойности се получава $\Delta w_{\text{дом.}} = -2,8\%$, като при отчитане влиянието на цената на електроенергията, същото е коригирано с прогнозната стойност на инфлацията. Прието е като хипотеза, поради липса на прогноза, че средногодишната инфлация за периода 2014 – 2025 г. е 2%, в съответствие с препоръките на Европейската комисия. Тази прогноза ще бъде напълно валидна след влизане на България в Евронзоната. След изчисление на акумулираната инфлация до 2025 г. (29,4%) се извършва корекция за определяне на реалното повишение на цената на електроенергията.

Прогнозата за изменение на потреблението на електроенергията от индустрията, услугите и публичния сектор. Използва се същата формула и подход, като след въвеждане на съответните стойности от таблици 2 и 4 се получава:

$$\Delta w_{\text{инд.}} = -4,7\%.$$

По такъв начин прогнозата за крайното електропотребление в страната в 2025 г. ще бъде:

$$W_{\text{кр. 2025}} = (1 + \Delta w_{\text{дом.}})W_{\text{дом. 2013}} + (1 + \Delta w_{\text{инд.}})W_{\text{инд. 2013}} = 0,972 \cdot 900 + 0,953 \cdot 1461 = 874,8 + 1392,3 = 2267,1 \text{ хил. т.н.е. или } 10,15 + 16,15 = 26,3 \text{ TWh.}$$

Общият спад на крайното потребление на електроенергия е 4%

За да се определи брутното електропотребление, към горния резултат е необходимо да се добавят собственото потребление на енергийния сектор и загубите в преносната и разпределителните мрежи. От таблица 4 се вижда, че в съответствие с апроксимиращата линейна зависимост прогнозата за потреблението в енергийния сектор в 2025 г. е 584 хил. т.н.е. = 6,8 TWh, а от експоненциалната зависимост за загубите в мрежата се намира, че прогнозно в 2025 г. те ще бъдат 233 хил. т.н.е. = 2,7 TWh. Оттук следва, че по прогноза брутното потребление на електрическа енергия в 2025 г. ще бъде:

$$W_{\text{tot 2025}} = W_{\text{fin 2025}} + W_{\text{ен.сектр}} + W_{\text{загуби}} = 26,3 + 6,8 + 2,7 = 35,8 \text{ TWh,}$$

докато през 2013г. то е 37,4 TWh или налице е спад на брутното потребление в 2025 г. с 4,3%.

Ако се осъществят заложените в Енергийна стратегия 2020 цели по отношение на електроенергийната интензивност, то тогава, в съответствие с прогнозните данни от

таблицы 1 и 2, общата електроенергийна интензивност за домакинствата, индустрията и услугите ще намалее с 25% до 2025 г. в сравнение с 2013 г. Това ще позволи по-висок жизнен стандарт поради по-рационалното използване на електроенергията в домакинствата, а в индустрията ще се повиши конкурентоспособността на българското производство.

Коригиране с потреблението на природен газ, което замества част от електропотреблението.

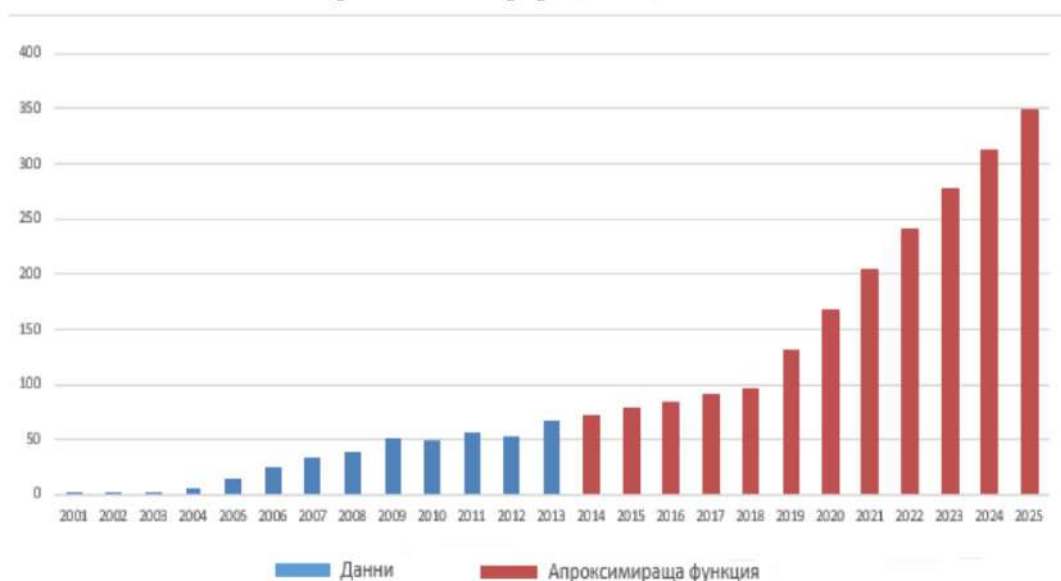
Перспективата за нарастващо потребление на природен газ в следващото десетилетие налага да се коригира направената прогноза за потребление на електроенергия в 2025 г., като се отчита, че природният газ ще измества част от консумираната електроенергия. В 2013 г. българските домакинства консумират 53 хил. т.н.е. природен газ, като са газифицирани само 3% от тях. Това се дължи на недостатъчно развитата газова инфраструктура и цената на суровината. България е една от страните в Европа с най-висока цена на природния газ. Чувствително ускоряване на използването на газ ще настъпи след 2018 г. поради очаквания индустриален добив на местен газ от дълбоките води на Черно море и поради диверсификацията на външните доставки, обуславящи конкурентни, по-ниски цени на суровината. Съгласно проектът за Енергийна стратегия на България 2014 – 2030 г. в края на периода (2030 г.) 30% от домакинствата в страната ще бъдат газифицирани.²⁰ Това означава, че в 2030г. битовото потребление на природен газ трябва да нарасне десетократно.

От изложеното следва, че функцията на потребление на природен газ трябва да съдържа два различни линейни участъка – до 2018 г. и след това. Първият характеризира сегашното слабо потребление,²¹ а вторият – силно ускоряване, поради изложените по-горе причини. Двете линейни апроксимиращи функции са:

$$(14) x_{11}(t) = a_{0\ 11} + a_{1\ 11}t = -5,05 + 5,93t \text{ – до 2018 г. включително и}$$

$$(15) x_{12}(t) = a_{0\ 12} + a_{1\ 12}t = 95,82 + 36,18t \text{ – след 2018 г. (Фиг.12)}$$

Потребление на природен газ, хил. т.н.е.



Уравнения (14) и (15) позволяват да се прогнозира потреблението на природен газ в домакинствата до 2025 г. След въвеждане на аргумента t , се намира, че битовото

потребление на газ ще нарасне от 53 хил. т.н.е. в 2012 г. на 349 хил. т.н.е. в 2025 г., което ще измести допълнително 3,43 TWh консумирана понастоящем електроенергия.

Таблица 5

година	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
природен газ хил.т.н.е.	72	78	84	90	96	132	168	204	241	277	313	349

Силно ще нарасне и небитовото потребление на природен газ, но то в значително по-малка степен е свързано със заместване на електропотребление по следните причини:

- Природният газ ще навлезе най-силно като първичен енергиен ресурс в електрогенериращите мощности, измествайки въглищата, каквито проекти има за ТЕЦ „Варна“ и ТЕЦ „Русе“;
- Разширеното използване на газ ще се дължи главно на химическата промишленост, в която той е производствена суровина за минералните торове;
- Природният газ ще се използва преди всичко при изграждане на нови индустриални мощности, а не чрез реконструкция на съществуващи, т.е. няма да има заместващ ефект.

Трябва да се отбележи, че дори и сега в енергийния баланс на българската индустрия използването на природния газ превишава това на електроенергията – 759 хил. т.н.е. природен газ, срещу 709 хил. т.н.е. за 2012 г. Обратно – в енергийния баланс на домакинствата, природният газ (53 хил. т.н.е.) представлява едва 5,7% от използваната електроенергия (932 хил. т.н.е.). Потреблението на електроенергия от домакинствата превишава с 31,5% потреблението и в индустрията и се използва за дейности (отопление на жилища и вода, готвене и др.), в които е напълно заменима от природен газ.

Поради изложените причини в прогнозата е отразено заместващото действие на природния газ по отношение на електроенергията в потреблението на домакинствата, както и в услугите, търговията и публичния сектор, където заместващата роля на природния газ е съпоставима с тази при домакинствата (приблизително 3TWh). В резултат прогнозата за крайното електропотребление за 2025 г. ще бъде:

$$W_{\text{кр. 2025 кор.}} = W_{\text{кр. 2025 кор.}} - \Delta W_{\text{пр. г. дом}} - \Delta W_{\text{пр. г. усл.}} = 26,3 - 3,4 - 3 = 19,9 \text{ TWh,}$$

а за брутното потребление

$$W_{\text{бр. 2025 кор}} = W_{\text{бр. 2025 кор}} - \Delta W_{\text{пр. г. дом}} - \Delta W_{\text{пр. г. усл.}} = 35,8 - 3,4 - 3 = 29,4 \text{ TWh.}$$

Прогнозиране на износа

За прогноза на производството на електроенергия е необходимо към прогнозната стойност на брутното потребление да се прибави прогнозата за износ на електроенергия. Твърдението, че в региона има тежък недостиг на електроенергия и България има почти неограничени възможности за износ е просто мит:

Почти всички страни на Балканите предвиждат *въвеждане на нови мощности*. Гърция, Македония, Хърватска и Албания планират до 2016 г. построяване на общо 3840 MW. Освен това, Гърция е сред 4-те водещи страни в ЕС в изграждането на вятърни и соларни конструкции (2022 MW в 2011г.) и това рязко ще намали нуждите от внос на електроенергия за туристическите зони. Страната планира 40% от електропроизводството в 2020 г. да бъде от ВЕИ²², основно от ветрогенератори. В Гърция 16,5 TWh или 27% от електроенергията в 2010 г. се произвежда от парогозови централи²³ и това електропроизводство ще се разшири след изграждане на газопровода TAP до 2018 г.

Турция остава единствената страна в региона, която трайно *изпитва недостиг на електроенергия*, поради бързото нарастване на индустрията ѝ. Страната обаче има вече договори за строителство на две ядрени централи: за строителство на АЕЦ „Аккую“ на брега на Средиземно море - 4 блока по 1200 MW, общо 4800 MW, с изпълнител „Россатом“. Предвижда се първият блок да заработи през 2020г., а четирите – през 2023г.; за строителството на АЕЦ „Синоп“ на южния бряг на Черно море - 4 блока по 1120 MW, общо 4480 MW²⁴ с изпълнител консорциум между „Мицубиши“ и „Арева“ и срок за завършване 2023г. По такъв начин, преди края на разглеждания прогнозен период (2025 г.), Турция, само чрез тези две централи, ще е въвела в експлоатация 9300 MW.

В доклада²⁵ си за състоянието на българската енергетика *Световната банка* констатира наличието на ток на регионалния пазар, при цени напълно конкуриращи българските. Изграждането на междусистемните електроенергийни връзки между всички страни от ЕС заедно с въвеждането на Третия енергиен пакет на Общността, изискващ свободен конкурентен достъп на доставчици до мрежата, ще бъдат сериозно предизвикателство пред възможностите за износ на електроенергия от българските енергийни дружества.

Въз основа на данните за износа от 2004 до 2013 г.²⁶ се намира логаритмичната апроксимация за износа (Фиг.13)

$$(16) x_{13}(t) = a_{13} + b_{13} \cdot \ln(t) = 6757 + 1099 \ln(t), \text{ GWh},$$

която най-точно описва приближаването на износа до стойност от $10 \div 10,5 \text{ TWh}$ в рамките на следващото десетилетие поради описаните по-горе причини.

Фиг.13



Таблица 6

година	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Износ, GWh	9577	9658	9734	9805	9872	9935	9994	10050	10104	10155	10204	10251

За сведение, независимо от изключително ниската цена от 7,98 лв./MWh за преносни услуги на електроенергия (достъп и пренос), при износ от страната, за периода от 01.01.2014 г. до 15.09.2014 г. са изнесени само 7,5 TWh, което на годишна база дава около 9,5 TWh.

Консолидирана прогноза на електроенергийния баланс

От резултатите до тук следва, че прогнозната стойност за брутното производство на електроенергия ще бъде:

$$(17) \quad W_{\text{про.2025}} = W_{\text{бг. потр.2025}} + W_{\text{изн.2025}} = 29,4 + 10,3 = 39,7 \text{ TWh.}$$

Консолидирана прогноза на енергийния баланс '2025 г, в TWh:

Таблица 7

Година	Крайно електро потребление	Загуби + собствено потребление	Брутно потребле ние	Брутно потребле ние корекция газ	Износ	Брутно прои зводство
2014	27,49	10,23	37,72	37,59	9,58	47,17
2015	27,37	10,15	37,52	37,25	9,66	46,91
2016	27,24	10,06	37,30	36,90	9,73	46,63
2017	27,10	9,99	37,09	36,56	9,81	46,37
2018	26,95	9,89	36,84	36,17	9,87	46,04
2019	26,84	9,83	36,67	35,21	9,93	45,14
2020	26,74	9,75	36,49	34,23	9,99	44,22
2021	26,64	9,70	36,34	33,30	10,05	43,35
2022	26,54	9,64	36,18	32,34	10,10	42,44
2023	26,44	9,57	36,01	31,32	10,16	41,48
2024	26,36	9,53	35,89	30,44	10,20	40,64
2025	25,30	9,47	35,66	29,38	10,25	39,66

Определяне на доверителния интервал на прогнозата за електроенергиен баланс

Доверителният интервал на прогнозата на крайното електропотребление дава 95% вероятност в него да попадне истинската стойност на електропотреблението. За неговото определяне най-напред се изчислява стандартната грешка на разпределението на стойностите на крайното потребление

$S_y =$, където n е броят стойности на извадката ($n = 16$), а σ е грешката на оценката, т.е. разликата между реалната стойност и тази, изчислена от регресионната функция.

От наличните данни за електропотреблението на домакинствата се намира:

$S_{y \text{ дом.}} = 12,33$ хил. т.н.е. = 0,14 TWh, а за индустрията, услугите и публични сектор $S_{y \text{ инд.}} = 65,04$ хил. т.н.е. = 0,75 TWh, или общата стандартна грешка на крайното потребление ще бъде 0,89 TWh. Оттук за 95% доверителен интервал на стойността на крайното потребление се получава:

$$95\% \text{ ДИ}_{\text{кр. потр.}} = 26,3 \pm 1,96 \cdot 0,89 = (26,3 \pm 1,7) \text{ TWh.}$$

По аналогичен начин за брутното потребление с отчитане на влиянието на природния газ се определя:

$$95\% \text{ ДИ}_{\text{брут. потр.}} = (29,4 \pm 2,3) \text{ TWh и за брутното производство на електроенергия}$$

$$95\% \text{ ДИ}_{\text{брут. произв.}} = (39,7 \pm 3,9) \text{ TWh.}$$

Анализ и изводи от прогнозата на електроенергийния баланс

Първо. Резултатите са категорични, че България в следващото десетилетие ще задоволява напълно своите потребности с инсталираните понастоящем електропроизводствени мощности. Тяхната структура е следната:

АЕЦ	2000 MW
ТЕЦ на лигнитни въглища	3298 MW
ТЕЦ на черни и кафяви въглища	850 MW
Топлофикационни и заводски централи	794 MW
Възобновяеми източници	3894 MW
Помпено-акмулиращи ВЕЦ	1004 MW

Големите мощности с дълъг срок на експлоатация осигуряват необходимата базова електроенергия. Това са: АЕЦ „Козлодуй“, който поддържа приемливо ниво на цената на електроенергийния микс; големите централи в Марица Изток, които чрез използване на местна суровина допринасят за по-висока енергийна независимост. Под върховата мощност се обезпечават от по-малките и по-маневрени ТЕЦ и от възобновяемите източници, чиято структура е показана по-долу.

ВЕЦ	2157 MW
Фотоволтаични централи	1029 MW
Вятърни централи	679 MW
ЕЦ на биомаса	29 MW

Върховата мощност се осигурява само от ВЕЦ на изравнени води (язовири), чиято мощност е над 2000 MW. Съвкупността от изброените електрогенериращи мощности гарантира покритие на вътрешното потребление и износа до 2025 г. и прави икономически ненужно и неоправдано строителството на нови базови мощности в този

период.

Второ. В следващото десетилетие България ще намали с над 25% енергийната интензивност, благодарение на въвеждането на енергоспестяващи технологии в индустрията и бита. Това създава възможност за устойчив икономически растеж и произвеждане на 27% по-висок БВП при намаляващо с 4 TWh брутно потребление на електроенергия.

Трето. В следващите години ще се увеличи чувствително потреблението на природен газ в България по следните причини: след 2018 г. ще започне индустриален добив на газ от блок „Хан Аспарух“ в Черно море и ще влезе в експлоатация интерконекторът с Гърция като част от Южния газов коридор. Така ще се диверсифицират доставките на газ и ще се намали цената му. В резултат, природният газ като енергоносител ще измести електроенергията от съществена част от битовото потребление, услугите и публичния сектор като гориво с по-голям КПД от електроенергията, щадящо околната среда. Това ще доведе до допълнително свиване на електропотреблението с над 6 TWh.

Четвърто. В изпълнение на Директива 2010/31/ЕС за енергийни характеристики на сградите, строителството на нови сгради след 2020 г. трябва да гарантира близко до нулево потребление на външна по отношение на сградата енергия, което има потенциал допълнително да намали потреблението в електроенергийната система, спрямо прогнозираното.

Пето. С въвеждането на интелигентни мрежи за пренос и разпределение на електрическа енергия ще се създаде възможност за гъвкаво потребление на електроенергия, което ще намали до минимум резервни мощности и ще позволи индивидуално програмиране на използваната електроенергия.

Шесто. Въвеждането на изискванията на Третия енергиен пакет на Общността и създаването на Европейски енергиен съюз ще доведе до конкурентен европейски електроенергиен пазар, част от участниците в който ще предлагат ток на цени напълно конкурентни на произвеждания у нас, което ще ограничи българския износ до сегашните му нива.

БЕЛЕЖКИ

¹ „Състояние на енергийния отрасъл“ , Министерство на икономиката и енергетиката, септември 2014

² Оперативна справка за енергиен баланс, ЕО - оперативни данни за период 01.01.2014 г. - 22.09.2014 г., спрямо 01.01.2013 г. - 22.09.2013 г.

³ Jouseph G. Van Matre, Glenn H. Gilbreath, Statistics for Business and Economics, Third Edition, 1987, Business Publications, Inc., Homewood, Illinois, p. 533

⁴ Периодичен доклад на ЛУР, „Демографската криза в България – рискове и последици, май'2014“, публ. 26.05.2014 г.

⁵ www.nsi.bg/sites/default/files/files/data/timeseries/GDP_1.1.3.xls
www.nsi.bg/sites/default/files/files/data/timeseries/GDP_1.1.1.xls
Домакинства

Год.	Население	БВП-домакинства	Ел. енергийна интензивност	Цена
ед.	брой	млн. лв.	т.н.е./1000 € БВП	ст./kWh
1998	8072880	19476	0,091	12,08
1999	8001334	21269	0,080	12,37
2000	7929788	22818	0,073	12,65
2001	7891095	24616	0,067	12,94
2002	7786697	25500	0,061	13,23
2003	7715151	27215	0,057	13,52
2004	7643605	29310	0,050	13,80
2005	7572060	31309	0,049	14,09
2006	7500514	34025	0,046	14,38
2007	7428968	37094	0,042	14,15
2008	7357423	38363	0,044	15,19
2009	7285877	35468	0,049	16,07
2010	7214331	35460	0,050	16,26
2011	7127224	36007	0,051	16,65
2012	7071240	37325	0,049	17,59
2013	6999694	36467	0,043	17,78

⁶ Индустрия, услуги и публичен сектор

Год.	Иконом. активни лица	БВП - индустрия, услуги	Електроенергийна интензивност	Цена	Потребление ел. сектор	Загуби пренос
ед.	брой	млн. лв.	т.н.е./1000 € БВП	ст./KWh	хил. т.н.е.	хил. т.н.е.
1998	5435208	12840	0,201	10,21	482	562
1999	5391279	11682	0,197	10,72	486	546
2000	5347349	12019	0,200	11,23	500	529
2001	5374224	11668	0,213	11,74	512	527
2002	5259491	12471	0,199	12,25	487	531
2003	5215562	12846	0,207	12,76	491	518
2004	5171632	13455	0,199	13,27	492	438
2005	5127703	14175	0,197	13,78	501	420
2006	5083774	14420	0,205	14,29	510	422
2007	5039845	14475	0,211	15,03	538	403
2008	4995915	16398	0,191	16,05	508	401
2009	4951986	16294	0,171	17,05	507	388
2010	4908057	16506	0,169	16,67	508	385
2011	4830589	16915	0,173	17,53	571	378
2012	4820198	15908	0,180	19,98	532	364
2013	4776269	17224	0,170	21,32	539	331

⁷ Домакинства

година	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
домакинства	2943525	2941340	2939154	2921887	2934783	2932597	2930412	2928226
година	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
домакинства	2943525	2923855	2921669	2919483	2917298	2922256	2912926	2910741

⁸ http://ac.els-cdn.com/S1876610212005711/1-s2.0-S1876610212005711-main.pdf?_tid=55e3d674-6a7b-11e4-bbfd-00000aab0f6b&acdnat=1415804048_b8f43f191bcf286f-219cf4e020a3e6b7

⁹ http://ec.europa.eu/europe2020/targets/eu-targets/index_bg.htm

¹⁰ http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/targets_bg.pdf

¹¹ http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2014012202_en.htm

¹² Закон за съхранение на въглероден диоксид в земните недра

¹³ http://ac.els-cdn.com/S1876610212005711/1-s2.0-S1876610212005711-main.pdf?_tid=55e3d674-6a7b-11e4-bbfd-00000aab0f6b&acdnat=1415804048_b8f43f191bcf286f-219cf4e020a3e6b7

Regression Statistics	
Multiple R	0,999678132
R Square	0,999356368
Adjusted R Square	0,999310394
Standard Error	9033,69111
Observations	16

ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	1	1,77395E+12	1,77395E+12	21737,54654	9,58771E-24
Residual	14	1142506051	81607575,07		

Total	15	1,77509E+12			
-------	----	-------------	--	--	--

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%
Intercept	8079109,385	4312,971907	1873,211688	3,37129E-39	8069858,98	8088359,79
X Variable 1	-72232,2329	489,9206871	147,4365848	9,58771E-24	-73283,0083	-71181,458

¹⁴ Доклад на ЛУР май 2014

¹⁵ <http://www.stat.washington.edu/raftery/Research/PDF/RafteryAlkemaGerland2013StatSci.pdf>

¹⁶ В последните години на българската индустрия се падат около 29,5% от общото потребление на електроенергия

¹⁷ Jouseph G. Van Matre, Glenn H. Gilbreath, Statistics for Business and Economics, Third Edition, 1987, Business Publications, Inc., Homewood, Illinois, p. 457

¹⁸

	ел. потребление	бвп/дом населен ие	активн а	цена
ел. потребление	1			
население	-0,420563701	1		
бвп/домакинства	0,215042831	-0,93591	1	
цена	0,536984407	-0,97885	0,857078	1

	потребление инд.	иконом. активн и лица	бвп/инд устрия, услуги	цена	потр. ен. сектор	загуби
потребление инд.	1					
иконом. активни лица	-0,422192655	1				
бвп/индустрия, услуги	0,323790678	-0,95101	1			
цена	0,339275731	-0,96987	0,912366	1		
потр. ен. сектор	0,373822719	-0,74863	0,672059	0,725606	1	
загуби	-0,498346493	0,963632	-0,92842	-0,93205	-0,71139	1

¹⁹ "Empirical Analysis about Influence Factors of Energy Consumption in China" - Zhao Xing-gang, Liu Lu, Wang Jieyu, Chen Xiaoping

²⁰ Проект на „Енергийна стратегия на Република България за периода 2014 – 2030“, източник в-к „Капитал“

²¹ <http://www.nsi.bg/bg/content/4196/%D0%BE%D0%B1%D1%89-%D0%B5%D0%B-D%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D0%B5%D0%BD-%D0%B1%D0%B0%D0%B-B%D0%B0%D0%BD%D1%81>

2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1	1	3	6	14	25	33	39	51	49	56	53	66

²² <http://www.investingreece.gov.gr/default.asp?pid=38&la=4>

²³ http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Greece2011_unsecured.pdf

²⁴ <http://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/energy/GRF%20Energy%20Report.pdf>

Енергийна стратегия на Турция, януари 2009 г., Министерство на външните работи

²⁵ Republic of Bulgaria Power Sector Rapid Assessment, May 27, 2013, The World Bank Europe and Central Asia Region Превод на български от Ася Крайчева

²⁶ Годишен доклад за Европейската комисия, юли 2014 г, ДКЕВР

година	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Износ (GWh)	8018	8334	6772	6619	8381	8882	7534	8441	7735	9613	12110	10661	9532

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА, ДЕКЕМВРИ 2014

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗА

доц. д-р Иван Н. Иванов



Този междинен доклад има за цел да анализира причините и да прогнозира последиците за България и за световната икономика от резкия спад на цената на суровия петрол. Факторите, които влияят съществено не се оценяват като положителни или отрицателни; анализира се единствено тяхното въздействие върху динамиката на кризата у нас.

При изготвянето на този анализ, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, по който са изложени. Анализът не изразява политически позиции; не третира предмета си положително или отрицателно; разглежда суверенния риск единствено от гледната точка на неговата оценка и управление.

Авторът не носи отговорност за неточно, непълно и превратно използване на тезите в доклада. Без неговото изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира, освен за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, а от академичния дебат за оценяването на суверенния риск. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.



Резюме

Този доклад е фокусиран върху срива на цената на суровия петрол на световните пазари. Проследено е движението на котировките, анализирани са причините за стремителното намаляване на цената, разгледани са последиците върху основните производители на петрол и световната икономика като цяло. Специално място е отделено на въздействието върху Русия едновременно на падащата цена на петрола, въведените санкции срещу страната и стремителната обезценка на рублата.

Разгледано е отражението на световните цени на петрола върху цената на течни горива у нас, като е акцентирано върху рисковете от загуби на акциз и ДДС, поради неизпълнение на изискването за поставяне на измервателни уреди, както и от нерегламентиран внос и износ на течни горива. Посочени са мерки за управление на изброените рискове. В заключение се прави прогноза за тенденциите, свързани със световното производство и търговия със суров петрол.



Сривът на цената на петрола

От лятото на 2014 г. цената на суровия петрол на световните борси бележи силен спад. Това се отнася и за трите вида международно търгуван нефт – *сорт Brent*, *сорт Urals* и *сорт WTI (West Texas Intermediate)*. За България от особена важност е *сорта Urals*, тъй като именно той е суровината за рафинерията на „Лукойл - Бургас“ и неговата цена е изходна за определяне на цените на най-разпространените течни горива в страната – бензин А95 и дизелово гориво. *Сортът Urals* е на цена, много близка до тази на сорта Brent, който поради това може да се ползва като референтна стойност.

Историческият максимум на цената на *Urals* е постигнат на 4 юли 2008 г. – 139,08 US\$ за барел. Месеци по-късно, поради кризата, цената се срива до 38,59 \$ за барел, но постепенно възстановява стойността си и в периода от 2011 до началото на 2014 г. се колебае в зоната от 110 до 120 \$ за барел. Тази цена се задържа до средата на месец юни, когато е на ниво 114 \$ за барел, след което започва непрекъснато да намалява, за да стигне на 15 декември 2014 г. едва 61,92 \$ за барел, без видими индикации този спад да бъде спрял.



Причините

Само преди няколко години бе достатъчно да експлодира един петролопровод в Нигерия, за да се вдигне цената на „черното злато“. А отчитайки и другите кризисни огнища, прогнозите лесно стигаха до цена от 150 долара за барел, дори се очакваше тя да мине равнището от 200 долара. Това се случваше през 2008 г., когато барелът бе с цена от около 100 долара. През 2014 г. имаше достатъчно кризи. При това положение цената на нефта пак би трябвало да се покачи поради ситуацията в страни-производителки като Русия, Либия и Ирак. Стана обаче точно обратното: от юни насам цените падат все повече и повече. Старите правила при цената на петрола вече не важат.

Основните причини за силния спад на цената на суровия петрол на световните пазари са технологични и геополитически:

Първо. Нарастващото производство на САЩ в комбинация със слабото търсене са основната причина за това цената на петрола да се срина с повече от 40 на сто от средата на юни насам. Американският добив е изключително впечатляващ. През последните пет години той се увеличи с около 60 процента. Хидравличната технология и хоризонталните техники за сондиране дават възможност на производителите да достигнат до нефт, който преди беше в капана на шистите. За първи път от 1986 г. добивът в САЩ минава границата от 9 милиона барела на ден. Съединените щати са третият по големина производител на петрол в света и с бързи крачки се доближават до втория - Саудитска Арабия, тъй като производството на нефт от шисти се развива по-бързо от очакваното. Добивът в Саудитска Арабия през миналата година беше 9,7 млн. барела петрол на ден, а в Русия - 10,1 млн. барела. Ако се добавят и страничните продукти, като кондензат и природен газ, производството на САЩ вече надминава това на останалите две държави. Глобалните енергийни пазари са шокирани от безпрецедентния петролен бум в Северна Америка в резултат на "шистовата революция" и разбират, че САЩ ще засилят толкова производството, че ще станат най-големият производител на петрол и петролни продукти в света.

Благодарение на разработването на шистовите залежи добивът през 2015 г. според прогнозите на Управлението за енергийна информация ще се повиши до 9.3 милиона барела на ден. За сравнение всички страни от ОПЕК произвеждат малко над 30 млн. барела на ден.

Второ. На 28.03.2014 г. в Рияд се състоя среща между президента на САЩ Барак Обама и краля на Саудитска Арабия Абдула. Като официална цел на визитата на американския президент беше посочено обсъждането на доставките на американски преносими зенитно-ракетни комплекси и противотанкови системи от Саудитска Арабия за сирийските бунтовници. Истинската цел на визитата на Обама в Рияд най-вероятно обаче са били преговори с краля за възможно въздействие върху световните цени на петрола. Саудитска Арабия разполага с всички възможности за кратко време значително да увеличи добива и по този начин да разруши създалото се на световния пазар статукво. В замяна САЩ са дали съгласие за доставки на въоръжения на сирийските бунтовници. Саудитска Арабия не крие, че е заинтересована от падането на режима на Башар Асад.

В партньорство със Саудитска Арабия американците вече прибегнаха до подобно въздействие върху Съветския съюз. Сбивайки световните цени на петрола през 80-те години на 20 век, те успяха максимално да изострят вътрешните икономически и политически противоречия в СССР, което доведе до неговия крах. Тогава Саудитска Арабия рязко увеличи добива на петрол: от 2 млн. до 6 млн. барела на ден в края на 1985 г., а след това и на 10 милиона. В началото на 1986 г. петролът падна от \$32 на \$10 за барел. Пазарът се оказа пренаситен, което принуди СССР, за да запази пазарния си дял, да продава на още по-ниска цена – около \$6 за барел. Саудитска Арабия нищо не изгуби при падане на цената 3,5 пъти, защото добивът нарасна около пет пъти. За СССР последиците се оказаха фатални. В тежка криза, с икономика, неспособна да произвежда необходимото количество потребителски стоки и без валута за внос на такива, след пет години СССР прекрати съществуването си.

Петролната война преди много години изигра важна роля за процесите, довели до кончината на изглеждащия дотогава непобедим СССР. По същество сега се води подобна глобална петролна война, в която САЩ и Саудитска Арабия воюват срещу Русия и Иран, с цел тези държави да банкрутират, сваляйки им цените на петрола

под нивото, което е нужно на Москва и Техеран. Косвено признание за този сценарий е изявлението на Путин, че САЩ и Саудитска Арабия са в заговор срещу цените на петрола.

Трето. ОПЕК вече не е в състояние да упражнява контрол върху цената на петрола заради увеличения добив от шисти. Членовете на организацията контролират само около една трета от световното производство. За ОПЕК предизвикателствата продължават да растат, тъй като не може да противодейства на спада на цените на петрола чрез ограничаване на добива, още повече, че Саудитска Арабия заема позицията пазарът да бъде оставен да се самобалансира. Действията се разглеждат като промяна в дългогодишната саудитска политика, която преди бе за активна намеса на пазара в случаите на необходимост.

Четвърто. Саудитска Арабия се противопоставя на свиване на производството с цел повишаване на цените, защото през 70-те години на миналия век силният скок на цените стимулира огромни инвестиции в нови полета, което пък доведе до пренасищането на пазара, наблюдавано днес. Вместо това тя провежда друга тактика: намали цената за клиентите си в САЩ, за да устои на силната конкуренция на местния шистов петрол и оставя цените да се понижават, което ще извади от пазара онези производители, чийто добив е скъп. Това ще доведе до свиване на предлагането и стабилизиране на цените.

Налице са признаци, че такова отпадане на по-слабите конкуренти вече е факт. Цените на акциите на фирмите, специализирани в добива на шистов петрол, спадат бързо. По-голямата част от тези фирми инвестираха повече в нови полета, отколкото печелеха от вече разработените находища. Сега, когато техните приходи бързо се свиват, те ще почувстват силен натиск върху себе си. По всяка вероятност ще има и фалити.

Инвеститорите ще се принудят да ограничат разходите, за да отговарят на приходите им от продажба на петрол, което бързо ще доведе до падане на производството.

Пето. Икономическото забавяне на Китай в последната година доведе до намалено търсене и потребление на петрол от този най-бързо разрастващ се потребител на течни горива.



Последиците

България

Цената на горивата у нас се определя по формула, в която 40% е стойността на суровия петрол, 41% - ДДС и акцизи, 11% - експлоатационни разходи и 8% нефтопреработка и биокомпонент (биоетанол или биодизел). За последните пет месеца (от 20 юни до 20 декември) суровият петрол изгуби 47.5% от стойността си. За да се оцени влиянието на този спад върху цените в лева на течните горива у нас е необходимо да се отчете движението на курса на долара в същия период: от 1,44 лв./\$ стойността нараства на 1,58 лв./\$, т.е. с 9,7%. При непроменени останали компоненти на цената на течните горива, поради спада на суровия петрол в лева с 37.8%, въздействието ще бъде с $37,8 \% \times 0,4 = 15,1\%$. Цената на бензина А95 на 20.06.2014

г. беше около 2,55 лв./литър. Очевидно в началото на януари 2015 г. тя не трябва да е по-висока от 2,16 лв./литър, а за дизела – с около 5 ст. повече. Разбира се, при по-нататъшен спад на суровия петрол тази цена ще продължи да пада. България ще се облагодетелства значително от спада в цената на петрола – ще бъдат икономисани 1,23 млрд. долара, или 2,3% от БВП.

Едновременно с това поради ниските цени на петрол ще намалеят приходите от акцизи и данъци в републиканския бюджет. Още в края на 2013 г., в свой доклад, ЛУР предупреди, че „големите количества, които ще бъдат предложени на световните пазари ще намалят цената на петрола значително повече от заложените в бюджета 4%.“ Нашата оценка не беше взета под внимание. Сега, в края на 2014 г., се изтъква, че една от причините за неизпълнение на приходната част на бюджета е силният спад на цената на суровия петрол, но се премълчава, че самата прогноза на МФ за цена 102,6 \$ за барел не беше вярна и аргументирана. По същия начин за 2015 г. се залага цена на петрол Brent 91 \$ за барел, след като задълбоченият анализ показва, че през годината цената ще се задържи около 60 \$ за барел. Проблем възниква и при възстановяване на получен данъчен кредит от продажба на течни горива през годината поради непрекъснатото спадане на цената на суровия петрол.

Потреблението на нефтопродукти в страната намалява в последните 2 години. За 2012 г. доставките на суров петрол бяха 5895 тона, за 2013 г. намаляват с 5% - 5620 тона, а през първото тримесечие на 2014 г. настъпва истински срив – само 691 тона. Това се дължи на рязък спад на износа на минерални горива и масла от страната с 35,6%, заради пресечен фиктивен износ на горива за Гибралтар в големи количества.

Разходите за индустрията са зависими по-скоро от цените на газа, които се определят на базата на два петролни деривата - мазут и газьол, за последните девет месеца, т.е. все още не отчитат резкия спад на петрола. Това ще стане едва от първото тримесечие на 2015 г., което значи, че газът ще падне рязко през второто тримесечие на следващата година.

По оценки в проекта за Енергийна стратегия на България до 2030 г., тенденцията на намаляване на вътрешното потребление на минерални течни горива плавно ще продължи поради естествената подмяна на силно застарелия автомобилен парк с много по-икономични превозни средства и поради задължителното участие на биогорива в състава на бензина и дизела, което трябва да достигне 10% в 2020 г.

Пазарът на течни горива в страната е под силното въздействие на 3 основни риска:

Риск от неоправдано високи цени и картелиране на пазара. Цените не следват борсовите котировки, поради силно завишения индустриален марджин (разходи за рафиниране, транспорт, осигуровки, съхранение и заплати);

Риск от злоупотреба с господстващо положение. Произтича от концентрацията на 80% от собствеността върху данъчните складове за течни горива;

Риск от неизпълнение на изискването за поставяне на измервателни уреди и свързването им в реално време с информационната система на Агенция „Митници“ и загуби на акциз и ДДС от нерегламентиран внос и износ на течни горива;

Първите два от посочените рискове бяха изчерпателно анализирани в доклада на ЛУР

за злоупотреба с господстващо положение на пазара на течни горива¹ и в междинния доклад за горивата, юни 2014.² Относно третия риск: компаниите на „Лукойл“ в България не изпълниха наредбата, съгласно която производителите и търговците на течни горива са задължени да поставят измервателни устройства на производствените си мощности и в складовете, както и на съдовете, в които се държат горивата, да се пломбират връзките между уредите и инсталациите, съдовете за горива, които не се използват, изходите на съдовете за съхранение, тръбопроводите на изхода на производствата и на складовете. Уредите трябва да са свързани със системата на Агенция „Митници“ и да предават в реално време информация за количеството продукти, за които трябва да се плати акциз. Целта е да се ограничат злоупотребите и неплащането на акциз. Липсата на измервателни устройства в данъчен склад на „Лукойл“ даде основание за отнемане на лиценза му. Но Административният съд – София възстанови лиценза с мотив, че се създава риск за доставките на горива на жизненоважни за националната сигурност организации и предприятия. Така господстващото положение на „Лукойл България“ ЕООД на пазара на течни горива у нас запази компанията от затваряне на данъчни складове и спиране на съоръжения, независимо от тежестта на извършените закононарушения, увреждащи интересите на държавата.³

Липсата на измервателни уреди създава възможност за нелегален внос и износ на течни горива, чрез терминала в пристанище „Росенец“, отдадено на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД на концесия. Охраната на пристанището и на терминала е поверена на фирма, в която решенията се вземат с мнозинство от чужди граждани. През 2011 г. бе закрито бюро на Агенция „Митници“ на Терминал „Росенец“, външна граница на ЕС и НАТО. На 12.03.2012 г. тогавашният министър на вътрешните работи публично потвърди, че няма български гранични служители на пристанище „Росенец“. Експерти на ЕК посетиха терминала и поискаха засилени мерки на контрол на тази външна граница на ЕС, а авторитетни западни издания определиха пристанището като „анклав на Русия в страна-членка на ЕС“.⁴ Оставени без контрол, по тръбопроводите могат свободно да преминават нерегламентирани количества, без върху тях да се начисляват акциз и данъци. Точно такива нарушения бяха открити по време на внезапната проверка на служители на Агенция „Митници“ през април 2013 г.

В края на 2013 г. МФ в правителството на Пламен Орешарски отмени наредбата и издаде нова, в която се отказа от контрола на движението на течните горива по нефтопроводите. Така увеличи възможностите за злоупотреба на компанията с господстващо положение на пазара на течни горива. Това създава допълнителен риск за контрабанда на горива и щети за бюджета на държавата от приходи от акцизи и ДДС.

Резултатът не закъсня: Постъпленията в бюджета от акциз на горива за първите шест месеца на 2013 г. бе 1,6 млрд. лв., а за същия период на 2014 г. приходите от акциз на горива са 879 млн. лв., т.е. наполовина, което прави 1,4 млн. тона официално продадени горива. Загубата за хазната идва от произведено, но нелегално продадено гориво. Депутатът от БСП Георги Кадиев обяви, че то вече съставлява 30% от общия дял на продажбите. Това значи 420 хиляди тона или над 1 млрд. лв. приходи в сивия сектор само за първите 6 месеца на годината.

Необходимите мерки за управление на посочените рискове са:

- разкриване на ново митническо бюро от ГД „Митници“ и непрекъснат контрол на

съоръженията на терминала и монтираните измервателни уреди.

- възстановяване на 24-часов контрол на морската граница на България в района на пристанище „Росенец“ от служителите на Гранична полиция.
- възстановяване на изискванията в Наредба 3 относно измервателните уреди.

Шефът на Агенция „Митници“ Ваньо Танов обяви, че през септември за пръв път от шест месеца се изпълнява заложеният план при акцизите. От митниците са задържани рекордни количества нелегални горива през септември. Те са били 174 337 литра, което е два и половина пъти повече от горивата, задържани от началото на годината.

Междувременно на 06.10.2014 г. властите в Румъния затвориха за няколко дни нефтепреработвателния завод на „Лукойл“ в Плоещ в рамките на разследване по подозрения за пране на пари и укриване на доходи. Управлението за борба с корупцията съобщи, че нанесените от „Лукойл“ щети на страната се оценяват на 230 млн. евро. „Лукойл“ притежава 97,1% от установения капитал на завода в Плоещ и има мрежа от 300 бензиностанции в страната. Очаква се разследването да приключи в рамките на 6 месеца.

Русия

Русия, която е най-големият световен производител на петрол, вече не може да разчита на същите приходи, за да спаси своята икономика, която страда от наложените от Запада санкции. Навлязлата в рецесия икономика може да загуби близо 100 млрд. долара приходи, или около 5% от БВП, ако цената на петрола се задържи около 60\$. Рублата се срива, с очертаващи се по-нататъшни лоши перспективи. За да ограничи обезценяването на рублата, централната банка интервенира, използвайки валутния резерв на страната, който в рамките на осем месеца намаля от 495 млрд. \$ на 416 млрд. \$, с тенденция да падне под 400 млрд. \$, след като само на 17 декември бяха предложени 2 млрд. \$. Руските държавни финансови структури са принудени с ускорени темпове да разработват най-критични сценарии за развитие на икономическата ситуация. Банката на Русия предвижда цената на петрола в света да падне за дълго на ниво от \$60 за барел.

Наложените от Запада срещу Русия санкции влияят пряко върху това, което може да последва в средносрочна перспектива. В Официалния вестник на ЕС⁵ е публикувано постановление, което конкретизира санкциите срещу Русия в областта на добива на петрол. Ограниченията засягат оборудването не само на територията на Русия, но и използване на съоръжения в изключителната ѝ икономическа зона и морски шелф. Експертите прогнозират, че през 2015-та година инфлацията в Русия може да достигне двуцифрени стойности.

Засега не се очертава изход от руско-украинската криза. а новото мнозинство в американския Конгрес прие „Закон за поддръжка на Украйна“.⁶ Наред с оказването на военна помощ на Украйна, законопроектът предлага въвеждането на мащабни санкции срещу отделни сектори на руската икономика - военната промишленост, нефтодобива и финансовите институции. Загубата на доверие има същата тежест като преките последици от санкциите - замразените петролни проекти или изключването на руските банки от западните капиталови пазари.

Програмите за заместване на вноса с местно производство не могат да се осъществят бързо. Позоваването на успешния опит за възстановяване на руската икономика веднага след банкрута от 1998 е измамно. В края на 90-те години в Русия все още имаше значителен производствен потенциал от съветски времена, част от който, чрез частна инициатива, се възроди или трансформира след девалвирането на рублата.

Днес държавното присъствие в икономиката е толкова голямо, че изобщо не може да се очаква възраждане на предприемаческата активност. Делът на вноса е значително по-висок, като става дума не само за стоки, но и за технологии, части и цели производства. Това означава, че при намаляване на притока на валута могат да спрат дори производства, които днес изглеждат чисто руски.

Освен това, в края на 90-те години Русия не се намираше в международна изолация, нито бе обект на санкции. Руската централна банка очаква, че санкциите, наложени заради украинската криза, ще останат в сила до края на 2017 година и цените на петрола доста ще спаднат. Резултатите от това са съкрушителни - тази година руската икономика ще има ръст от 0,3 процента, през 2015 г. ще стагнира, през 2016 г. ще нарасне с 0,1 на сто и едва през 2017 г. ще може да отбележи ръст от 1,6 процента. Главният проблем на Русия е, че нейният икономически модел вече е неконкурентоспособен, а санкциите и украинската криза само ускоряват срива.

В продължение на години, благодарение на държавното преразпределение на парите от петрола, заплатите растяха много по-бързо от производителността. Не бе постигнат никакъв напредък нито в стимулирането на конкуренцията, нито в борбата срещу бюрокрацията и корупцията, нито в изграждането на правова държава, нито в приватизацията или насърчаването на предприемачеството. Какво ще се случи с Русия в случай на организиран срив на световните цени на петрола, не е ясно. В момента нещата вървят към все по-чувствителна държава намеса, към самоизолация на Русия и заиграване с националното величие. Никой не протестира, сякаш всички са доволни, че ще посрещнат лишенията с гордо вдигната глава. Показателно, е че на годишната пресконференция на Путин на 18 декември т.г.,⁷ той изрази убеденост, че руската икономика ще се възстанови до две години, защото световната икономика расте и тя се нуждае от енергийни ресурси. Това означава, че той продължава да вижда бъдещето на Русия като доставчик на енергийни суровини за индустриалните страни. В същото време добивът на нефт в Русия е в стагнация. За тази година се очертава нулев ръст, а от 2015 г. ще започне и спад. Не се оправдаха прогнозите по редица проекти в Ямал и Източен Сибир, а производството на нефт от находищата в Западен Сибир продължава да намалява. Това е причината доставките за България да се свият с 10% в последните три месеца. Според вицепрезидента на „Лукойл“ Леонид Федун най-притеснителни са западните санкции, които ще се почувстват след 1-2 години като липса на технологично оборудване при проучванията и сондажите. Това ще направи невъзможно въвеждането на нови находища.

Засилващият се авторитаризъм и национализъм в Русия през последното десетилетие потвърждават „Първия закон на петрополитиката“ на Томас Фрийдман:

„Цената на петрола и нивото на свободата винаги се движат в противоположни посоки за богатите петролни държави. Колкото по-високи са световните цени на суровия петрол, толкова повече свободата на словото, свободата на медиите, свободните и честни избори, независимата съдебна система, върховенството на закона и независимите политически партии отслабват. Колкото повече расте цената, толкова

по-малко чувствителни са петролните лидери за това какво мисли или казва светът за тях.

Колкото по-ниска е цената на петрола, толкова повече петролните държави са принудени да направят стъпки към по-прозрачни политическа система и общество, да бъдат по-чувствителни към гласовете на опозицията и по-фокусирани върху изграждането на правните и образователни структури, които ще увеличат възможността на хората, да се конкурират, да създават нови компании и да привличат инвестиции от чужбина. Колкото по-ниска е цената на петрола, толкова повече петролните лидери се вслушват в мнението на външния свят."

Според този закон, скоро Русия би трябвало да започне да предприема по-либерална вътрешна политика и да намали външната си агресия. Засега Путин залага на чувството на патриотизъм, за да забави този курс. Руският президент се обърна към народа с призив стоически да стегнат коланите, така че Родината да запази геополитическите си амбиции. Путин се надява, че цената на петрола ще скочи в близките година или две. Ако ниските цени се задържат между пет и седем години, Путин и системата му ще катастрофират. Това се случи със Съветския съюз след няколко години на ниски цени на петрола в края на 80-те години на миналия век. Ако петролът остане евтин, истинският тест за Путин ще дойде през 2016 г.

Производителите

Страните производители, чийто бюджет зависи от високите цени, са губещи и са в особено затруднено положение. Нигерия бе принудена да повиши лихвите и да девалвира националната си валута, защото 80% от държавните приходи са от добива на петрол.

Венецуела изглежда все по-близо до изпадането си в неплатежоспособност. Ако цените се задържат така, през 2015 година страната ще се окаже с огромен дефицит от порядъка на 25 милиарда долара. А след още шест до осем месеца, Саудитска Арабия ще загуби приходи на стойност приблизително 117 млрд. долара.

Иран също изпитва подобни проблеми, допълнени от международните санкции и поевтиняващата валута. Иранската икономика разчита силно на въглеводородите, които съставляват около 60% от приходите от експорт и осигуряват 25% от общия БВП за 2013 г. Разчитащата основно на приходи от продажба на петрол Кувейт ще изгуби приблизително 20 на сто от БВП, или около 32 млрд. долара. За Русия износът на суровината е жизненоважен източник за приходите в държавния бюджет. Цената на петрола трябва да бъде най-малко 100,10 долара за барел, за да може страната да избегне бюджетен дефицит.

Спад на цените под 60 \$ за барел се очаква да е неизгодно за почти всички участници на пазара. По-ниска цена от тази, прави добива на шистов петрол нерентабилен, поставя под въпрос инвестициите в конвенционалния добив, заплашва драматично бюджетите на страните-производители. От друга страна няма икономически фактори, които да предполагат сериозно повишаване на цените. Същевременно стана ясно, че ОПЕК може да свика предсрочна среща, ако цените на петрола продължат да падат. Според анализатори това ще се случи през първото тримесечие на 2015 г., като натискът идва от финансово притеснени страни като Иран, Ирак и Венецуела. Ако не, следващата редовна среща през юни 2015 едва ли ще стигне до някакво решение.

Световната икономика

Досега сригът на цената на петрола беше предвестник за световен икономически спад, тъй като се дължеше на рязко свито потребление на суровината. Сега обаче цената пада поради непрекъснато нарастващото производство и предлагани количества. По тази причина сригането на пазарните стойности ще насърчи като цяло световната икономика, като предостави на потребителите и производителите неочакван паричен ресурс. Това ще важи особено в страни с по-високи енергийни разходи. „Това ще доведе по-скоро до ръст на brutния вътрешен продукт, а не до спад“, прогнозира Стенли Фишер, вицепрезидент на Фед. „Ефектът е еднозначно положителен“, заяви и президентът на ЕЦБ Марио Драги. При спад на цената на петрола с 30%, е много вероятно догодина да се наблюдава 0.8% по-голям икономически растеж при повечето от развитите икономики, тъй като всички те внасят петрол“, изтъкна шефът на МВФ Лагард, визирайки основно икономиките на САЩ, еврозоната, Япония и Китай.

Спад с 10 долара за барел ще увеличи БВП на световно равнище с 0.2-0.3%. За САЩ спад на цените на петрола може да означава икономически ръст от 3.5% догодина. Това е по-високо нарастване отколкото по-ранната прогноза на фонда, направена през октомври, когато се очакваше БВП да се повиши с 3.1%. Спадът на цените на петрола ще окаже положително влияние и върху икономиките в Европа. Икономическите последици от по-евтиния петрол като цяло очевидно са положителни.

Спадът с 40\$/барел се равнява на стимул от близо 1.3 трилиона долара за световната икономика. Горивата поевтиняват, а това оставя повече средства у хората и те могат да ги харчат за стоки и услуги с по-голяма добавена стойност към икономиката.

Падащите цени на петрола са истинско облекчение за големите потребители на горива и петролни продукти, най-вече в транспортния сектор и логистиката, като авиокомпаниите, корабни компании и др. В същото време падащите цени поставят под въпрос изпълнението на някои енергийни проекти, като добивните дружества вече премислят своите планове за експанзия през следващите години. Цената на петрола повлича надолу и цените на горивата. Бензиновите фючърси също се търгуват на четиригодишно дъно. С това вероятно и цената на бензиностанциите, която обикновено изостава от фючърсите с няколко дни, ще продължи да спада.

Ако дизелът и бензинът продължават да поевтиняват, това ще намали привлекателността и на електрокарите, тъй като цената на електричеството няма да пада със същите темпове. Зелената енергия, която се субсидира много силно от държавата, ще загуби своята привлекателност. Разбира се, в дългосрочна перспектива бъдещето принадлежи на възобновяемите енергийни източници. Но е очевидно, че фракингът, с каквито и рискове да е свързан този метод, е доказателство за изобретателността на хората и за огромната мощ на техническия прогрес.



Прогнозата

Цената на суровия петрол ще се задържи и стабилизира на нива, значително под 100\$/барел. Основната причина е технологичната революция в методите за проучване и добив на петрол и газ. Стремителното развитие на новите технологии беше силно подценено не само от ръководителите на Русия, Венецуела и Иран, но и от водещите

аналитични и прогностични институции на Запад.

Goldman Sachs преди началото на кризата предричаше, че цената може да достигне до 200\$/барел. Преди месец прогнозира цена от 100 долара през първото тримесечие на следващата година, а сега намали прогнозата си с 15 \$ и заяви, че ще се задържи около 85 \$. Американската федерална банка представи една от най-ниските прогнози за следващата година, според която Brent ще има средна цена от едва 83.80 \$, а производството на шистов петрол ще продължава да пренасища пазара. Базираната в Осло DNB Markets даде най-ниската прогноза - средната цена през следващата година ще е 80 \$/барел. Според новата прогноза на JP Morgan цената на петрола ще бъде през 2015 г. и 2016 г. - съответно 82 и 88 \$/барел. По-рано от банката прогнозираха, че през 2015 г. - 2016 г. цената ще се движи между 110 и 120 \$/барел.

В публикуван на 10 ноември анализ на Централната банка на Русия, който е посветен на държавната монетарна политика през 2015 г. и 2016 г., се твърди, че е възможно до края на 2015 г. цената на руския сорт Urals да спадне до 60 долара за барел, като при такъв сценарий икономиката на страната ще претърпи сериозен трус.

Цените на петрола във втората половина на декември продължават да са в близост до 5-годишно дъно. Повишаващото се предлагане и охладеното търсене повишават шанса за бъдещи спадове на цената, докато производителите не намалят производството. Ако зимата в северното полукълбо е топла, това би намалило търсенето на горива за отопление и пазарът на петрол може да стигне до около 40 \$/барел.

Анализът в ЛУР дава сериозни основания да се прогнозира, че в дългосрочен план търсенето ще е по-ниско от предлагането и цената на суровия петрол в следващите няколко години ще се стабилизира около 60\$/барел за сорта Brent. Причините за тази прогноза са следните:

Първо. Разрастващата се технологична революция за добив на петрол и газ от шисти. Той осигурява в момента 33% от добива на петрол в САЩ, главно от производителите в Северна Дакота и Тексас. Непрекъснатото усъвършенстване на методите за проучване и добив разширява възможностите за производство и понижава цената. По оценка на експерти, голяма част от петролните компании в САЩ са в състояние да работят и при цени от 40\$/барел.

Второ. Добивът на петрол от битумните пясъци в щата Алберта в Канада ще нараства стремително в следващите години, поради вече усвоената технология и практически неизчерпаемият в рамките на цяло столетие ресурс. Тяхната производствена цена е около 50 \$/барел.

Трето. В камарата на представителите на американския конгрес е внесен законопроект за премахване на всички ограничения върху износа на суров петрол. През 70-те години, след като ОПЕК рязко увеличи цените на петрола на световния пазар, САЩ въведоха забрана за износ на суров петрол от страната за да се предотврати дефицит на вътрешния пазар. През 2014 г. обаче добивът на суровината в страната се увеличи значително, най-вече поради бума на шистовия петрол. Проектозаконът предлага отменянето на член 103 от Закона за енергетиката и съхраняването на енергия. Отмяната на забраната ще доведе до допълнителен спад в цената на петрола на световните пазар.

Четвърто. Преговорите за иранската ядрена програма навлизат в заключителната си фаза и са големи очакванията, че до края на март 2015г. ще се стигне до окончателно споразумение. Ниските цени на петрола задушават бюджета на Иран и той ще бъде отстъпчив в преговорите, защото единствено вдигането на санкциите върху износа ще му позволят да увеличи приходите си. Иран с огромните си запаси ще допринесе за задържане на ниската цена на суровината.

Пето. Иракското правителство и автономния кюрдски район постигнаха съгласие по спорния въпрос за износа на петрол. Договорено е дневният износ на страната да се увеличи на 550 хил. барела, от които 300 хил. от Киркук и 250 хил. от Кюрдистан. Петролът ще се изнася през Турция. В замяна кюрдите получават 17% от националния бюджет. Иракската компания е направила отстъпка от 4% на барел за САЩ и страните от Азия, за да запази мястото си на пазара при падащите цени на суровия петрол. Тази отстъпка е най-голямата от 2003 година насам.

Шесто. След модернизиране на либийската нефтопреносна система и терминалите на Средиземно море добивът от тази страна нарасна 4 пъти – от 200 хил. на 800 хил. барела дневно и се очаква в следващите години да достигне 1 млн. барела на ден.

Седмо. Развива се технологията на добив на петрол и газ от дълбочинни водни басейни: Мексиканския залив, Северно море, Източно Средиземноморие, Черно море, западната част на Индийския океан и др. Очаква се много голям добив в следващите години от Северния ледовит океан. Този сегмент от световния добив ще се разраства в следващите десетилетия.

Общият извод е, че безвъзвратно са отминали годините, когато страните от Близкия изток и Русия диктуваха условията и цените на световната търговия със суров петрол, когато чрез ограничаване на предлагането поддържаха прекалено високи цени и трупяха спекулативна печалба за сметка на индустриалните страни и останалия свят. Апокалиптичните прогнози, че в следващите десетилетия ще се водят световни войни за петролните кладенци, се разсеяха като дим. Днес производителите извън ОПЕК и Русия доминират като количество предлагана суровина на световните пазари.

Всеки от тях се стреми, чрез увеличеното предлагане и по-ниски цени, да спечели потребителите в условията на свободен и конкурентен пазар. Това ще поддържа цените на нивото, прогнозирано от ЛУР. Петролът вече не може да бъде използван за изнудване и шантаж.

Бележки

¹ Междинен доклад за рисковете, от злоупотреба с господстващо положение на пазара на течни горива

² Междинен доклад за горивата, юни'2014

³ <http://info.mitnica.com/index.php?p=news&src=5244>

⁴ http://www.lexpress.fr/actualite/monde/ce-si-curieux-port-bulgare_1103363.html

⁵ Регламент (ЕС) № 1290/2014 на Съвета от 4 декември 2014 година за изменение на Регламент (ЕС) № 833/2014 относно ограничителни мерки с оглед на действията на Русия, дестабилизиращи положението в Украйна, и за изменение на Регламент (ЕС) № 960/2014 за изменение на Регламент (ЕС) № 833/2014 от 12.09.2014 г. Официален вестник на ЕС http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2014.349.01.0020.01.BUL

⁶ Ukraine Freedom Support Act of 2014

⁷ <http://bnt.bg/news/svyat/putin-rusiya-otstoyava-interesite-si-no-ne-napada>

ИЗВЪНРЕДЕН ДОКЛАД ЗА СПИРАНЕТО НА ЮЖЕН ПОТОК

доц. д-р Иван Н. Иванов



Този извънреден доклад има за цел да анализира и разкрие причините за спирането на Южен поток и да направи прогноза. Факторите, които влияят съществено не се оценяват като положителни или отрицателни; анализира се единствено тяхното въздействие върху сектора. При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада. Анализът и прогнозата не изразяват политически пристрастия; не третират положително или отрицателно политическата констелация; не дават аргументи за ползата или вредата от нея.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира, освен за изследователски и учебни цели - докладът не е част от публичния, а от академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.



Резюме

Този доклад разкрива и анализира причините, довели до спирането на „Южен поток“ и прогнозира последиците от това решение. Доказана е недостоверността на твърденията на Путин за виновниците за спирането на проекта и за евентуалните загуби за българската страна. Прекратяването на проекта „Южен поток“ е голямо лично поражение на Путин и доказателство за провала му да не се съобразява с европейските правила. Руският проект е абсолютно неизгоден при непрекъснато растящата си стойност и при спадащи цени на природния газ и суровия петрол.

България няма да остане за дълго зависима от руския газ. Проучванията в дълбоките води на Черно море и последващия добив оттам, интерконекторите със съседните страни, даващи достъп на различни доставчици до страната, ще осигурят енергийната независимост на България.

Идеята за строителство на „Син поток 2“ се обезсмисля от строящия се вече Южен газов коридор за пренос към Европа на природен газ от Каспийския регион.

Основният извод от анализа е, че Москва изостана в разбирането си за динамиката и балансите на пазарите на енергийни суровини, не отчита влиянието на двете технологични революции, довели до разрастващ се добив на шистов природен газ и нефт, на разкритите нови дълбоководни находища, на изграждането на терминали за втечнен газ и на създаването на единен и свободен европейски пазар с увеличено предлагане на газ от различни източници и конкурентни цени.

Русия влезе в конфронтация с ЕС. Това задължава Съюза да неутрализира зависимостите си от руски доставки и използването на природния газ като геополитическо оръжие. Това негово задължение е от първостепенна важност за сигурността му.



Събитието

На 01.12.2014 г. президентът Владимир Путин, по време на посещението си в Турция, заяви, че Русия се отказва от газопровода „Южен поток“ след 8 години неуспешни опити за стартирането му. Обвини България, че не е дала разрешение за строителството и не е суверена държава. Призова страната ни да поиска компенсации от Брюксел за пропуснати ползи и назова сумата от 400 млн. евро годишно като преки приходи, които биха постъпили в българския бюджет от транзита по газопровода.

Обвини ЕС в неотстъпчивост и нежелание за сътрудничество с Русия; заплаши че Европа няма да получи обема газ, предвиден за „Южен поток“ и, че доставките на руски газ за Европа могат да бъдат намалени и пренасочени към Азия.

Обяви Турция за предпочитан партньор на Русия, поради което ще получава газ на преференциални цени. Увеличи с 3 млрд. м³ количеството газ по „Син поток“. Намали с 6% цената на природния газ за Турция от 01.01.2015 г. Изрази готовност да се построи газопровод към Турция, започващ от станция „Русская“ на Анапа, като по-голямата част от газа ще се насочи към турско-гръцката граница и там ще се построи нов голям газоразпределителен център, ако е икономически изгодно.

Часове по-късно шефът на „Газпром“ Алексей Милер съобщи, че е подписан меморандум между „Газпром“ и „Боташ“ за нов газопровод с капацитет 63 млрд. м³, от които 14 млрд. м³ ще останат в Турция. Преносът на газ за Турция и Гърция няма да минава през Украйна, Молдова, Румъния и България, а „Газпром“ ще може да снабдява Словакия, Австрия и Унгария от „Северен поток“. Сърбия, Западните Балкани и Италия ще продължат да зависят от транзита през Украйна.



Анализ на достоверността на изявленията

Единственото, което е достоверно в изявленията на Путин, е отказът от строителството на „Южен поток“. Какво ще стане с партньорите-акционери: ENI, EDF и Wintershall и с проведените търгове за €1.8 млрд., засега е неизвестно.

Напълно недостоверни са посочените от Путин виновници за спирането на проекта:

- България е член на ЕС и е толкова суверенна, колкото останалите. Правило за всяка общност и, че всички участващи и прехвърлят частично своя суверенитет, делегират и права да създава вътрешни правила, да взема решения и да провежда политики. Страната ни е направи съзнателен геополитически избор. Раздразнението от позицията на България, считана за слабото звено в ЕС, за „Троянски кон“ на Русия, идва след нашите колебливи и противоречиви стъпки.
- ЕС не носи вина за това, че е настоявал винаги проектът „Южен поток“ да бъде съобразен с европейските правила. С това са съгласни всички транзитиращи страни членки, които замразиха дейностите си по проекта до завършване на преговорите на Европейската комисия с руската страна с цел хармонизирането му с европейското законодателство в областта на енергетиката. Обвинението за неотстъпчивост показват, че Съюзът категорично и успешно е защитил своето законодателство и правила върху цялата си територия.

Твърдението за приходи от 400 млн. евро/год. е напълно невярно. Още преди започване на строителството, проектът на българска територия струваше 3,9 млрд. евро, от които страната ни е длъжна да осигури 50%, т.е. 1,95 млрд. евро. Сумата трябваше да бъде изплатена с приходите в първите 15 год. от експлоатацията на проекта и то при условие, че тръбата се използва със 100% капацитета си.

Следователно най-оптимистичните приходи бяха планирани на 130 млн. евро/година, без да се взема предвид, че стойността на газопровода със сигурност допълнително ще нарасне по време на строителството. България е в правото си да поиска компенсации за нанесени финансови щети за над 200 млн. лв., но не от ЕС, а от Русия, която прекрати едностранно проекта.

Останалата част от твърденията на президента Путин имат съвсем друго обяснение от това, което той внушава:

- Доставките за Европа намаляват не поради политическо решение на Кремъл, а защото ЕС ускорено диверсифицира източниците за доставка на газ.
- Увеличението на доставките на газ за Турция по „Син поток“ (с капацитет

16 млрд. м³) с 3 млрд. м³ се дължи на увеличаване на мощността на газокомпресорната станция на руска територия. Досега не се използваше изцяло капацитетът на газопровода; едва миналата година бяха транспортирани 14 млрд. м³.

- Намаляването на цената на газа с 6% изпреварва с няколко месеца неизбежното понижение на цената, тъй като тя ще спадне след спадането на цените на мазута, газьола и суровия петрол, който е вече 69 \$/барел за сорт „Урал“.

Икономически неизгодно и ненужно е строителството на втори газопровод до Турция, намерение за което се съдържа в подписания меморандум между „Боташ“ и „Газпром“.

Заменяйки Украйна с Турция, Русия не се избавя от транзитни рискове и не се повишава сигурността на доставките. Анкара не е лесен преговарящ, нерядко мени позициите си и се оттегля от постигнати договорености. Пример в това отношение са позициите, които Турция заемаше относно газопровода „Набуко“, от който в крайна сметка се отказа. От друга страна, липсва съществен ръст в търсенето на руски газ в Турция, която се стреми да постигне баланс в доставките от различни източници, вкл. от Азербайджан, Иран, както и доставки на втечен газ.



Реалността срещу пропагандата

Спирането на проекта „Южен поток“ всъщност е *голямо лично поражение за Путин*. Руският президент определя стратегията за енергетиката и газопроводите, които бяха привиджани за най-важни източници на руската мощ на международната сцена. Чрез „Северен поток“ и „Южен поток“ той искаше да монополизира газовите доставки за Европа от източно направление и по такъв начин да влияе върху икономиката и върху политическите решения на тези страни. Отказът от „Южен поток“ е признание за безсилието на Кремъл да постигне тази своя геополитическа цел. Провалът носи загуби за „Газпром“: бяха похарчени 487,5 млрд. рубли (9,4 млрд. долара) за „Южен поток“ и за разширяване на газопроводите, които щяха да снабдяват тръбата с газ.

Кремъл имаше възможност да продължи осъществяването на проекта, ако беше поискал от ЕК дерогация от Третия енергиен пакет. Това би позволило „Газпром“ да увеличи от 50% на 70% използването на газопровода за собствен газ. Отказът да се поиска дерогация показва, че *Русия настоява европейските правила да не се отнасят за нея и желае монополно да използва тръбата на „Южен поток“*.

Москва не разполага със средства, за да реализира проекта. Европейското търсене на руски природен газ намаля с 10%; делът на „Газпром“ в общите доставки за ЕС се сви от 32% на 22%. В резултат приходите на компанията рязко намаляха, а печалбата е 13 пъти по-малка от тази за 2013 г. Цената на суровия петрол спадна с около 40% за последните 5 месеца. Специално сорта „Урал“ от 114 \$/барел се срина под 70 \$/барел последната седмица. В приходите на бюджета на Русия за 2014 г. постъпленията от износа на петрол се очакват при цена от 108 \$/барел. Спадът причинява много голямо неизпълнение на приходите, тъй като петролът е най-важната експортна стока на Русия. В дългосрочните договори, по които „Газпром“ продава природния газ на европейските страни, цената на суровината зависи от дериватите на суровия петрол в предшестващия деветмесечен период. Следователно, още в първото полугодие на 2015 г. цената на руския газ ще намалее чувствително, което ще задълбочи

фискалните проблеми на Москва от спада на суровия петрол.

Проектът „Южен поток“ става абсолютно неизгоден при очертаващите се цени на природния газ и при непрестанно растящата си цена. Само преди месец нужната инвестиция рязко се повиши с 47 % като нарасна от 16 млрд. евро на 23 млрд. евро. Италианската компания ENI, която е ключов акционер в подводната част на трасето, обяви, че ако се изискват допълнителни средства спрямо първоначално обявените, тя напуска проекта. Никоя от големите европейски и американски банки не биха финансирани проекта „Южен поток“ след заявлението на Европейската комисия, че дори газопроводът да бъде построен, няма да се разреши преминаване на газ по него, поради неспазване на европейското законодателство. Следователно, не могат да се намерят финансови институции, които да вложат средства в проект, чиито приходи са неясни, отдалечени във времето и не е известно дали ще покрият инвестицията.

Кремъл дълбоко се заблуждава, че ще държи дълго в зависимост България. Наистина тя е единствената страна в ЕС, която е в почти пълна, едностранна зависимост от „Газпром“. Под руски натиск страната не изгради междусистемни връзки със съседните страни. Но тези обстоятелства ще се променят в средносрочна перспектива:

- Съгласно проекта „Свързана Европа“, до 3 години ще се осъществят следните интерконектори с българско участие: България – Гърция (Комотини – Стара Загора), дължина 185 км. и срок на завършване 2016 г. , България – Румъния (Русе - Гюргево), дължина 25 км. и срок на завършване 2015 г. , България – Сърбия (Скопие - Ниш), дължина 150 км., срок на завършване 2017 г. и България – Турция (Ямбол – Европейска Турция), дължина 200 км. и срок на завършване 2018 г. Построяването на тези интерконектори, дори само този с Гърция, ще позволят на България да купува газ от района на Каспийско море.
- В рамките на Трансевропейската енергийна инфраструктура на ЕС преди 2020 г. ще бъде построен терминал за втечен газ в Егейско море, в непосредствена близост до Александруполис, Гърция. В него ще се извършва регазификация на втечен природен газ от находищата в Източното Средиземноморие с последващо транспортиране до Трансадриатическия газопровод (TAP) в района на Комотини, а оттам – и до България.
- Проучванията в дълбоките води на Черно море и последващия добив оттам ще осигурят до голяма степен енергийна независимост на страната към 2020 г. Геофизическите проучвания показват, че в изключителната икономическа зона на България има потенциални запаси на природен газ, оценявани на повече от 100 млрд куб. м., които ще задоволят нуждите на страната за десетилетия напред. Завършили са 3D сеизмични проучвания в блока „Хан Аспарух“ и в следващата 2015 г. ще бъде извършен първият сондаж. Индустриален добив се очаква в 2018 г. Стартирани са конкурсите за проучване на газ в блоковете „Терес“ и „Силистар“, за които има подобни очаквания.

Идеята за строителство на газопровод „Син поток – 2“ е дълбоко погрешна.

- Срокът за предпроектни проучвания, изготвяне на технически проект и набавяне на всички съпътстващи разрешителни за такъв проект е най-малко 3–4 години. Самото строителство би отнело още 2–3 години. Това означава, че газопроводът може да влезе в експлоатация след 2020 г. Дотогава Южният газов коридор ще

има съвсем друг вид: разширение на Южнокавказкия газопровод и изграждане на газопроводите TANAP и TAP (Трансанадолския и Трансадриатическия) с интерконектор Гърция – България (IGB). От 2019 г. по него ще преминава азербайджански природен газ от находището „Шах Дениз 2“. Това ще обезсмисли изграждането на „Син поток 2“.

- Дори и да бъде изграден, стигайки до гръцката граница, този газопровод ще се сблъска отново с изискването за спазване на същите закони и правила на Европейския съюз, които иска да заобиколи.
- Изявлението от шефа на „Газпром“ Алексей Милер, че след построяването на „Син поток 2“ България ще се лиши от транзитните такси за 18 млрд куб. метра газ, предназначени за Турция, Гърция и Македония, е провокативна заплаха. Договорът за транзит на природен газ, сключен между „Газпром“ и „Булгартрансгаз“ е със срок на валидност до 2030 г. Съгласно клаузата „транспортрай или плащай“ от това споразумение, „Газпром“ е длъжен да заплаща не по-малко от 90% от транзитната такса при пълен капацитет, независимо дали използва тръбата. Към момента България получава 100 – 110 млн. долара годишно. Ако „Газпром“ откаже да изпълни тази клауза, България ще го осъди в Международния арбитражен съд.
- Самата Турция, която води преговори за присъединяване към Европейския съюз, е задължена да поиска от „Газпром“ да изпълни и на турска територия изискването за достъп на други доставчици до тръбата на „Син поток 2“. Така направи Сърбия, също кандидат за Европейския съюз, която спря дейностите по проекта в очакване на неговото хармонизиране с европейското законодателство.



Дълбоките причини за спирането на „Южен поток“

Москва изостана в разбирането си за динамиката и балансите на пазарите на енергийните суровини на нивото си от последните десетилетия на 20-ти век. В края на миналия и началото на настоящия век се извърши *енергийна революция в света на добива на природен шистов газ*. Тази революция позволи на САЩ да излязат от пазара като потребители и да се върнат на него като най-голям производител на природен газ. Все по-масовият добив на шистов газ ще трансформира все по-силно структурата на страните-производители, ще променя търсенето и източниците за доставки. Промяната ще доведе до замяна на традиционните методи на ценообразуване с техните дългосрочни договори, обвързаност с цените на петрола и с политическата конюнктура. Това ще намалява зависимостта на потребителите от един доставчик, а заедно с това – от злоупотреба с господстващо положение.

Дългосрочната прогноза на ЛУР е *относителните цени на природния газ да вървят трайно надолу*. Новооткритите находища увеличават значително потенциала за добив на конвенционален природен газ в непосредствена близост на ЕС (Източното Средиземноморие) и от негови страни членки. Разраства се строителството на трансграничната инфраструктура за пренос – както тръбопроводи, така и терминали за втечнен газ. Изграждат се интерконектори като част от процеса за интегриране на газовите пазари в Европа. В резултат, скоро ще се формира единен европейски пазар, на който свободно ще се търгува природният газ и ще се увеличава предлагането му от различни източници. За производителите идват години на изпитание. Тези от

тях, които няма да издържат на ценовата конкуренция, ще загубят своите предишни пазари. Руският монополист „Газпром“ е сред най-заплашените и то не само поради пазарни причини.

Поради тези причини, възобновяването на „Южен поток“ е невъзможно.



Последиците

Спирането на „Южен поток“ е исторически урок за Русия. Европейският съюз доказва волята си да защити спазването на своите правила и законодателство върху цялата своя територия. Надеждата на Москва, че България и други страни ще нарушат този фундаментален принцип и ще разцепят Съюза, не се сбъдна. ЕС е по-силен и по-единен след като предизвика спирането на проекта. Следващите му действия ще бъдат:

- Ускоряване създаването на Европейски енергиен съюз, за да се води единна политика към външните доставчици с уеднакви условия и изисквания при сключване на договори за природен газ.
- Реализиране на проекта „Свързана Европа 2014 – 2020“, който осъществява пълно реверсивно обединяване на газопреносните мрежи на 28-те страни на ЕС във всяка посока и до всяка страна на Съюза, независимо от доставчика.
- България ще получи допълнително финансиране за ускоряване изграждането на интерконекторите със съседните страни, за да бъде защитена от едностранната си обвързаност от руските доставки.

Путин не отчита действителния размер на пораженията върху Русия, които причиняват анексията на Крим и интервенцията на руски войски и въоръжение в Източна Украйна (Луганска и Донецка област).

Наложените от САЩ и ЕС санкции доведоха до масиран отлив на чуждестранни инвестиции в страната, до бягство на капитали, до намаляване на валутните резерви на страната и до рязко обезценяване на руската рубла. Към 01.01.2014 г. разменният курс беше 30,5 рубли за долар, а в началото на декември достигна 53,5 рубли за долар. Само намесата на Руската централна банка предотвратява още по-голяма обезценяване на рублата. Намаляването на руските валутни резерви прави невъзможно финансирането на такъв скъп проект като „Южен поток“. Но това не са най-големите поражения.

Русия влезе в конфронтация с ЕС. Това задължава Съюза да неутрализира зависимостите си от руски доставки и използването на природния газ като геополитическо оръжие. Това негово задължение е от първостепенна важност за сигурността му.

СТРАТЕГИЯТА ЗА ЕНЕРГИЕН СЪЮЗ - НОВ ЕТАП ЗА ЕС

гл. ас. д-р Виктор Аврамов





Въведение

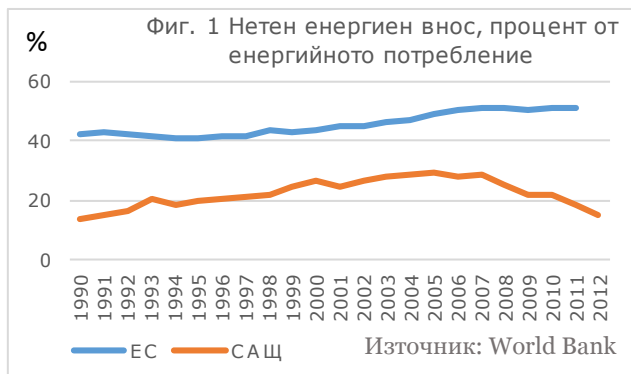
През януари 2014 г. Европейската комисия определи високите цени на енергията като ключов фактор за задържането на развитието на икономиката на ЕС.¹ Основни причини за нарастването им са регионалната фрагментация на енергийните пазари, различните принципи на ценообразуване и механизми за подкрепа на зелена енергия. Стратегията за енергиен съюз представена от ЕК на 25 февруари 2015 г.² заявява, че намаляването на зависимостта от външни доставки на фосилни горива и повишаването на ефикасността на енергийните пазари ще намали цената на енергията и ще „върне растежа на европейската икономика“.

Целта на тази статия е да се покаже, че Стратегията на Комисията е нов етап в търсенето на ефикасно управление на рисковете за енергийния сектор в ЕС. Обобщени тези рискове са:

- увеличаващата се зависимост от външни доставки,
- високото ниво на концентрация на доставчиците на енергийните пазари и
- високите цени на енергията.



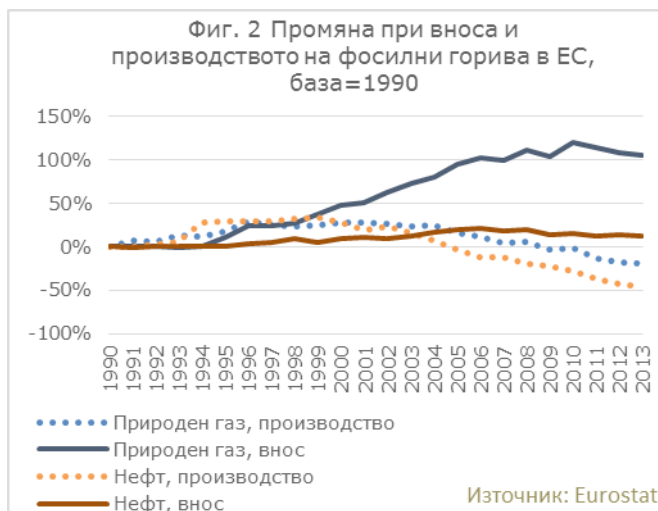
Рисковете за енергийния сектор и политическите отговори на ЕС



Зависимостта от външни доставки на енергийни ресурси е първият основен риск за енергийния сектор на Европейския съюз. След 1990 г. енергийният внос нараства с десет пункта от 41 до 51% (Фигура 1). Основният компонент във вноса са фосилните горива. Общият ръст на техния внос е 29% за периода 1990 – 2013. Приложение 1 показва тяхната роля в енергийния микс на общността. Относителният дял на петрола и природния газ в сравнение с 1990 г. намалява с 11%

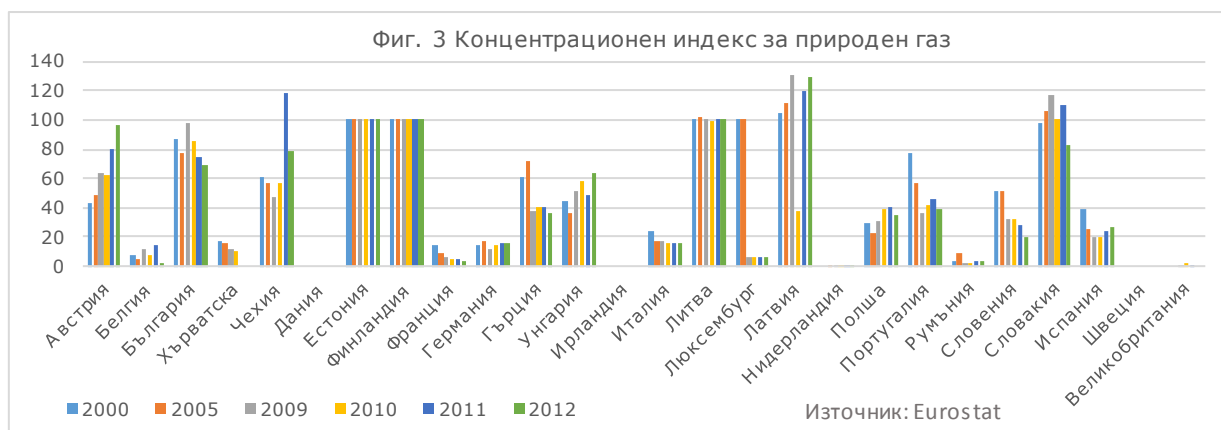
заради увеличената роля на възобновяемите енергийни източници, но въпреки това общият дял на фосилните горива представлява 69%. От тях, най-голямо значение за външната зависимост имат природният газ и нефтът. Собственото производство на нефт и газ в ЕС намалява за сметка на увеличаващия се внос (Фиг.2).

Първият опит за намаляване на високата външна зависимост на ЕС е Европейската енергийна харта (декември 1994). Това споразумение трябваше да осигури свободен и недискриминационен енергиен пазар, трансгранични инвестиции и механизъм за решаване на конфликти. Хартата е подписана от четиридесет и една държави, но въпреки всички политически усилия, Русия не ратифицира нея и съпътстващият я Транзитен протокол, като през 2009 г. заявява окончателно, че няма намерение да прави това.³



Заедно с Енергийната харта, ЕС подготвя други институционални механизми за увеличаване на енергийната сигурност. През 2005 г. е приета Директивата за гарантиране сигурност на доставките на електрическа енергия и инфраструктурните инвестиции (2005/89/ЕО). Тя изисква създаването на стандарти за прозрачното и сигурно функциониране на преносната инфраструктура, достатъчен производствен капацитет и инвестиции в мрежите. Най-важен аспект в нея представляват задълженията за планиране и докладване на мерките за изграждане на интерконекторни връзки между държавите членки.

Лисабонският договор, който влиза в сила на 1 декември 2009 г. въвежда декларативна клауза, че „в дух на солидарност“ държавите членки трябва да осигурят функционирането на енергийния пазар, сигурността на енергийните доставки, да подпомагат енергийната ефективност, възобновяемите източници и интерконекторните връзки (чл. 194). Директива 2009/119/ЕО задължава държавите членки да поддържат минимални запас от нефт и нефтопродукти за 90 дни. Регламент (ЕС) No 994/2010 съдържа механизъм за действия и сътрудничество между държавите членки при кризи с доставки на газ. Директива 2008/114/ЕО съдържа мерки за физическа защита на критичната инфраструктура, част от която е и енергийната инфраструктура.



Газовите кризи от 2006 и 2009 г. показват, че въпреки тези институционални механизми, ЕС продължава да бъде изложен на риск от прекъсване на външните доставки на енергия. Редица страни членки имат малък брой или единствен доставчик извън ЕС и Европейска икономическа зона. Според изработената от Комисията методология за изчисляване на тази зависимост, държави с индекс 100 и над 100⁴ консумират енергия от единствен доставчик. Сред най-засегнатите държави са Финландия, балтийските републики, Словакия и България. Важен аспект на тази методология е, че тя показва промените във времето: за повечето засегнати държави, зависимостта не намалява за период от 12 години (Фигура 3). Това показва, че съществуващите механизми за ограничаване на енергийната зависимост не функционират ефективно.

Първо, не се ограничава практиката за сключване на непрозрачни двустранни договори,

които дискриминират държавите членки без алтернативни доставчици. Заедно с това, не съществува механизъм за колективно договаряне, който би увеличил преговорната им сила спрямо монополни доставчици като „Газпром“. Второ, преносните мрежи не са свързани, което препятства редовни доставки на всички страни. Това важи в особена степен за държавите на източната граница на ЕС. Трето, липсват адекватни механизми за подкрепа на инфраструктурни проекти от стратегическо значение за енергийната сигурност на ЕС. Провалът на проекта „НАБУКО“ е пример за това как Европа не може да се възползва от наличието на алтернативни доставчици, въпреки че е заобиколена от такива.

Високата концентрация на доставчиците в електроенергийните и газовите пазари и свързаната с това злоупотреба с господстващо положение е вторият основен риск за енергийния сектор на ЕС. Критичният аспект в тази концентрация е контролът върху преносната инфраструктура. Концентрацията на производството, преноса и продажбите на енергия в един собственик води до изкривяване на цените и създаване на бариери за навлизане на пазара и инвестиции.

От средата на 90-те години на миналия век Комисията предлага три механизма за увеличаване на конкуренцията. Първият е отделяне на производството и доставките от преноса и разпределянето чрез отделяне на счетоводството на преноса, разпределянето и продажбите. Държавите членки трябва да създадат системни оператори за инфраструктурата, които могат да останат собственост на генериращите компании, но трябва да осигуряват равен и недискриминиращ достъп до мрежата. Вторият е за насърчаване на конкуренцията при генерацията и продажбите чрез директно възлагане или организиране на тръжни процедури за изграждане на нови генериращи мощности. Третият механизъм цели осигуряване на недискриминационен достъп на нови участници на енергийните пазари. За електроенергийния пазар се предлагат две възможности за това: договорен или регулиран достъп на трети страни (Third Party Access), или единен купувач (Single Buyer system). В първия случай тарифата за достъп до мрежата е или регулирана, или обект на свободни преговори, докато във втория съществува само една организация, която действа като купувач на едро на пазара.

Поради географските локации на находищата и наследената инфраструктура, Комисията преценява, че механизмите на тръжните процедури и единният купувач са неприложими при процеса на либерализация на газовия сектор.

Приетата през 1996 г. Директива за вътрешния пазар на електричество (96/92/ЕС) изисква държавите членки да отворят само 25.3% от вътрешния си пазар за външна конкуренция до края на 1997 г., което нараства до 28% до края на 2000 г. и 32% до 2003 г. Директивата за газ (98/301/ЕС), приета през 1998 г., изисква 20% от пазара да бъдат отворени веднага, 28% – до 2003 г. и 33% до 2018 г.

Между 2001 и 2003 г. Комисията издава три „сравнителни доклада“ за състоянието на общия вътрешен пазар за електричество и газ (SEC (2001) 1957, SEC (2003) 448). Те отчитат различни проблеми в прилагането на директивите за електричество и газ: неравномерно прилагане на законодателството в отделните държави членки, не осигуряване на равен достъп до мрежата за пренос, високо ниво на концентрация в енергийната индустрия. Това налага предприемане на въздействия за развитието на енергийния пазар на ЕС в следваща фаза. През 2003 г. е приет „Вторият либерализационен пакет“: Директива 2003/54/ЕС и Директива 2003/55/ЕС.

Разликите в сравнение с предишния регулаторен режим се съдържат в:

- премахване на тръжните процедури при генерацията на електрическа енергия, освен в случаите, когато пазарните механизми биха осигурили недостатъчни доставки;
- премахване на договорния достъп на трети страни;
- изискване всички индустриални потребители да могат да избират доставчик от средата на 2004 г., а всички битови – от средата на 2007 г.;
- изискване за пълно правно отделяне на производството от преноса на енергия, но запазване на правото на собственост върху инфраструктурата за генериращите компании;
- създаване на напълно независими национални регулаторни агенции, които да определят мрежови тарифи за пренос и разпределение, да следят за спазването на правата на конкуренция, за адекватността на инфраструктурата и запасите (на природен газ), за регионалното интегриране на енергийните пазари.

През 2005 г. Комисията разследва енергийния сектор. Основните заключения от това са:

- високото ниво на концентрация на пазарите на едро позволява на производителите да злоупотребяват с пазарната си сила чрез увеличаване на цените или задържане на доставките;
- неефективна е конкуренцията на регионално ниво, заради ниско ниво на свързаност между мрежите;
- затруднено е навлизането на нови пазари, поради наличието на вертикално интегрирани компании;
- липсва прозрачност на всяко ниво, което увеличава недоверието в пазара и ценовите механизми (SEC(2006)1724).

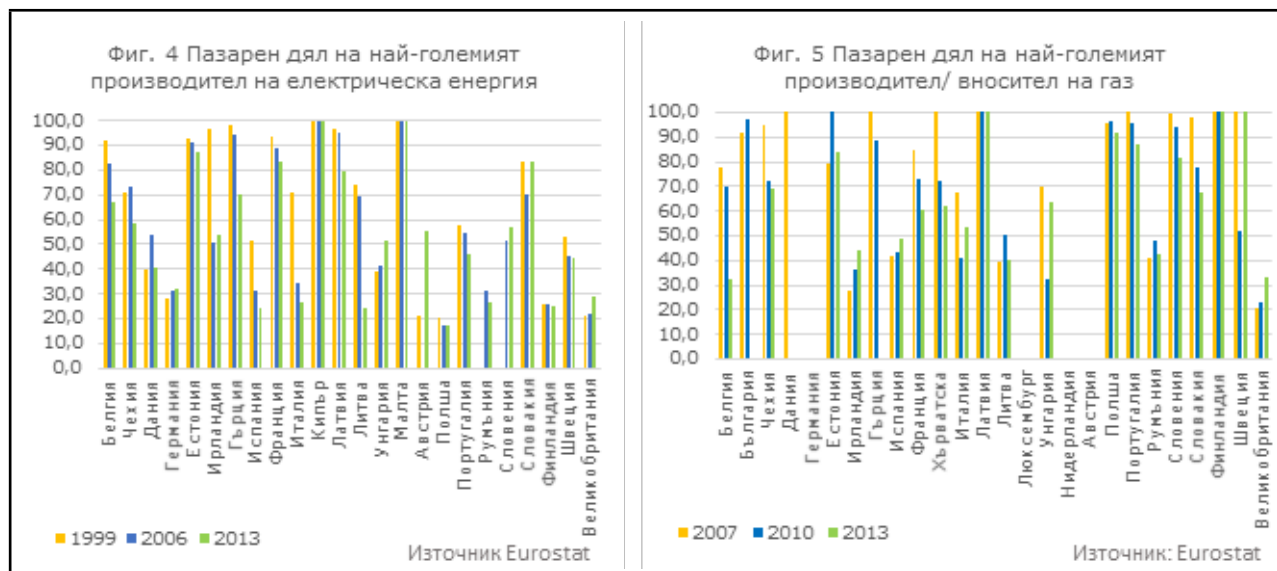
В резултат на тези заключения, Комисията започва процес на изработване на нов законодателен пакет. Третият либерализационен пакет се приема през юни 2009 г. Той се състои от Директива за електричество (2009/72/ЕС), газ (2009/72/ЕС) и три регламента: относно Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия (Регламент (ЕО) 713/2009), за достъп до мрежите на трансграничен пренос на електричество (Регламент (ЕО) 714/2009) и за условията за достъп до мрежите за пренос на газ (Регламент (ЕО) 715/2009).

Предлагат се три алтернативи за фактическото отделяне на дейностите по производство, пренос, разпределение и продажби на енергия: (1) пълно отделяне на собствеността, (2) независим системен оператор и (3) независим преносен оператор. В първият случай собствеността на активите и управлението на операторите на енергийните мрежи трябва

да бъдат напълно обособена от производството и неговите интереси. Компаниите за производство и доставки нямат право да притежават мажоритарен дял и да въздействат върху механизмите на управление на операторите. Моделът на Независимия системен оператор допуска собствеността на физическата мрежа да бъде контролирана от компаниите производители и доставчици, като те трябва да осигурят независимо управление, поддръжка и инвестиционни решения. В третия случай, независимият преносен оператор действа като дъщерно дружество на компанията собственик. Различните държави членки са избрали различни модели за отделяне на собственост в пазарите на електроенергия и газ и в една държава може да съществува повече от един модел.

С третия либерализационен пакет се създават Съветът на европейските енергийни регулатори и Агенцията за сътрудничество между енергийните регулатори. Националните регулатори издават годишни доклади за развитието на енергийните пазари на всяко ниво (продажби на едро, пренос и продажби на крайни клиенти). Засилва се и независимостта на системните оператори чрез система за сертификация, в която участва и Комисията, както и чрез активната роля на Европейската мрежа на системните оператори пренос на електроенергия.

Скоростта и ефектът на тези промени може да се проследи с помощта на следните индикатори: динамиката в броя и размера на участниците на енергийните пазари; размерът на пазарния дял на най-големите участници на пазара и обемът на трансграничната търговия между държавите членки.



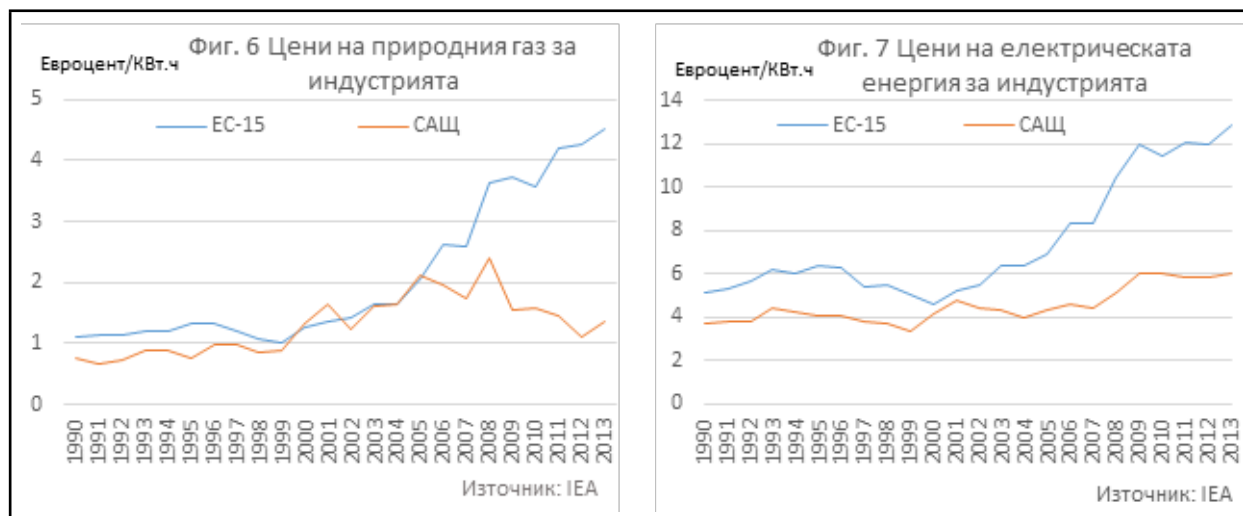
Данните на фигури 4 и 5 показват как се развиват тенденциите на промяна в броя и размера на участниците в енергийните пазари. В повечето пазари на електрическа енергия делът на най-големия производител бавно намалява. В пазарите за природен газ пазарният дял няма обща тенденция към намаляване. Особено в случаите с един главен доставчик, пазарният му дял е устойчив. Годишният доклад на Европейската агенция за сътрудничество на енергийните регулатори (ACER)⁵ потвърждава тези изводи: електроенергийните пазари в Дания, Великобритания, Италия, Норвегия, Финландия и газовите пазари във Великобритания, Дания, Германия, Испания, Словения и Чехия остават умерено концентрирани. В България, Кипър, Унгария, Литва, Латвия, Малта и

Румъния пазарите за електроенергия са високо концентрирани, както са и пазарите за природен газ в България, Хърватия, Унгария, Латвия, Люксембург и Полша.

Анализът показва, че концентрацията на енергийните пазари се променя твърде бавно. Често пъти причина за това е откритата съпротива на отделни държави членки и на големи енергийни компании, които имат интерес да запазят монополното си положение. Пазарите на природен газ допълнително зависят от степента на диверсификация на външните доставчици.

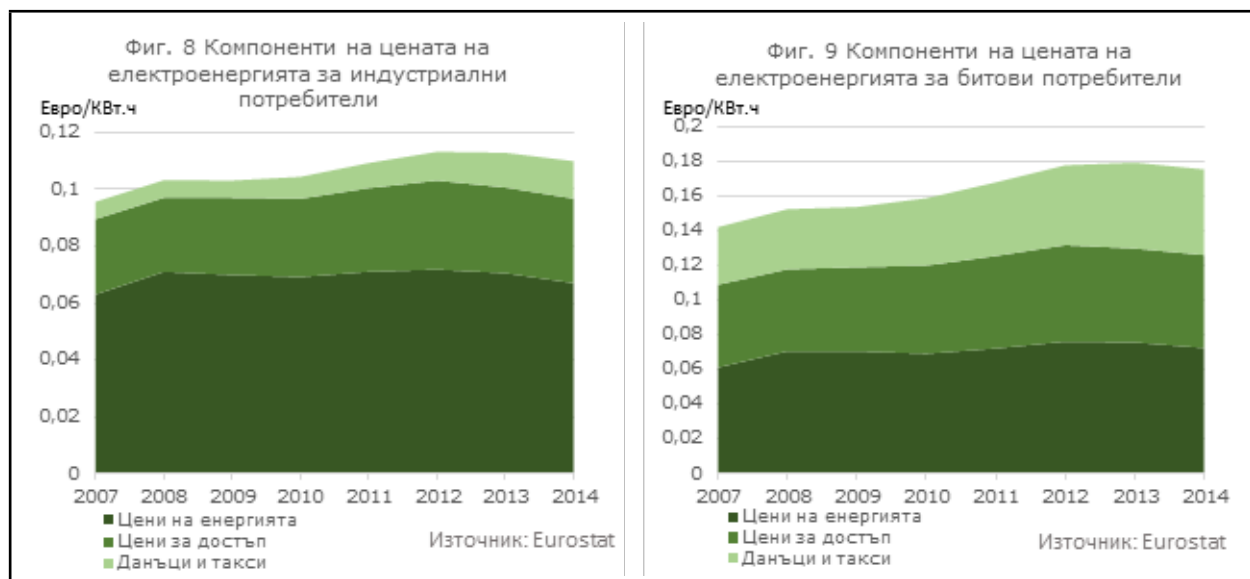
Увеличаването на цените на енергията в ЕС е третият основен риск за енергийния сектор. Той на свой ред произтича от високата енергийна зависимост, неефективното функциониране на енергийните пазари и механизмите за подкрепа на зелена енергия. Цените на електрическата енергия и природния газ зависят от глобалните пазари, търговските договори, оскъдността на горивата, геополитически фактори и от политическите решения, които влияят върху съотношенията между различните горива в общия микс на потреблението. Цените на електрическата енергия, освен това, зависят и от:

- цените на схемите за подпомагане, които се плащат от крайните потребители;
- цените за достъп до мрежата за пренос.



Данните от фигури 6 и 7 показват цените на електрическата енергия и природния газ за индустрията, докато Приложение 3 показва тези данни за битовите потребители. От данните се вижда, че тези цени неизменно са по-високи от цените на енергията в САЩ. Приложение 4 показва промяната в структурата на горивния микс в производството на електрическа енергия. В сравнение с 1990, значително нараства обемът на електричеството, генерирано от природния газ (163%) и особено силно нараства обемът на електричеството, генерирано от ВЕИ: – от 12 на 85261 ГВт.ч. соларни и от 778 до 235012 ГВт.ч. за вятърни инсталации. Преходът от въглища към природен газ и увеличаването на цената на газа е едно от обясненията за увеличаване на цената на електрическата енергия. Оценката на ролята на енергията от ВЕИ е по-сложна. Различни емпирични изследвания показват как от една страна цената на схемите за подпомагане увеличава цените на електроенергия⁶, докато други демонстрират как те водят до намаляване на цените под действието на Схемата за търговия с емисии^{7,8}. Изследването на ЕК за

развитието на енергийните пазари на ЕС от 2014 г. показва, че цените на електрическата енергия за индустрията и бита следват тенденциите на промяна в цената на нефта на световните пазари.⁹ Това изследване доказва и статистическата връзка между отварянето на енергийните пазари и намаляването на цените на електроенергията и газа.



Данните за компонентите, които формират крайната цена на електрическата енергия (Фиг. 8 и 9), ясно показват ролята на ВЕИ за увеличението на крайните цени на електрическата енергия. Те са се повишили значително в сравнение с цените на енергийния компонент. Най-голямо е повишението на данъците и таксите за битовите потребители. При индустриалните потребители цените на енергията са се увеличили с 6% за периода 2007–2014; мрежовите разходи – с 12%, а данъците и таксите, в които се калкулират и разходите по схемите за подпомагане,¹⁰ са се увеличили със 116%. За домакинствата обаче нарастването е с 18% за енергия, 12% за мрежови разходи и 49% за данъци и такси. Данните показват и това, че въпреки по-малката промяна за битовите потребители, те са тези, върху които пада по-голямата тежест на подкрепата за ВЕИ. Тази подкрепа, освен това, ограничава ефекта от намаляването на цените на енергията без данъци и такси в резултат на конкуренцията на енергийните пазари. Международната агенция по енергетика предвижда, че през 2035 г. цените на електрическата енергия в ЕС ще се увеличат с нови 24%.¹¹

Високата цена на енергията се отразява негативно върху конкурентоспособността на европейската икономика. В Енергийно-интензивните сектори на индустрията цената на енергията може да достига между 40 и 80% от себестойността. В химическата промишленост делът на енергията в цената е около 60%; при производството на минерали – около 30%. Докладът на ЕК за конкурентоспособността на европейската икономика (SWD(2014)277 final)¹² отчита, че „високите цени на електричеството, природния газ, парата и топлата вода са оказали съществено негативно влияние върху конкурентоспособността на износа“. Друг доклад – за цените и разходите на енергия,¹³ показва как нивата на производство в енергийно интензивните сектори намалява след 2008 г.

Нарастването на цените на енергията в ЕС ще има трайни негативни последици за благосъстоянието на гражданите и за конкурентоспособността на европейската икономика. В настоящия момент домакинствата са онези, които субсидират цената на

подкрепата за БЕИ (България е единственото изключение). Актуалните данни показват, че индустрията вече започва да губи конкуренти предимства, заради високата цена на енергията. (Българската индустрия губи в много по-висока степен, защото субсидира и цените на електроенергията за домакинствата). Това е потвърдено и от Енергийната пътна карта до 2050,¹⁴ която показва, че фосилните горива ще бъдат основната причина за увеличаването на цените поне до 2020 г.



Заклучение

Институционалните механизми на ЕС и предприетите регулаторни въздействия върху рисковете досега не са увеличили вътрешната устойчивост на прекъсване на енергийните доставки; не са спомогнали да се изгради общият вътрешен енергиен пазар; цените на енергията в ЕС стават все по-високи в сравнение с тези в основните търговски партньори и тенденцията е тази ножица да се разтваря в бъдеще.

Между анализираните в тази статия рискове съществува свързаност: енергийната зависимост може да бъде смекчена, ако се изгради общият вътрешен енергиен пазар; наличието на алтернативни доставчици и навлизането на нови технологии ще намали цените на енергията, включително чрез отпадане на необходимостта от схеми за подпомагане на зелената енергия; ниските цени ще подпомогнат европейската индустрия и ще увеличат благосъстоянието на европейските граждани, така че разходите им за енергия в техните бюджети относително ще намалее.

За целта ЕС предприема следващия пакет от мерки за: осигуряване на алтернативни доставчици на енергия и алтернативни трасета за доставки; изграждане на специални отношения с ключови транзитни държави като Украйна и Турция; осигуряване на нови енергийни източници, нови технологии; изграждане на нова свързваща енергийна инфраструктура; и, нови правила, които да гарантират свързаността на националните енергийни мрежи, търговията и енергийната сигурност.

Тези мерки са залегнали в предложението на Комисията за нов Енергиен съюз (COM(2015) 80 final). Рисковете за енергийния сектор на ЕС не са смекчени с настоящите регулаторни механизми и това ще доведе до трайно икономическо изоставане на общността. За това, стратегията за Енергиен съюз предлага пет посоки на въздействие:

- енергийна сигурност, солидарност и доверие;
- напълно интегриран европейски енергиен пазар;
- повишаване на енергийната ефективност;
- намаляване на зависимостта от фосилни горива;
- изследвания и иновации, водещи до повишена конкурентост на икономиката.

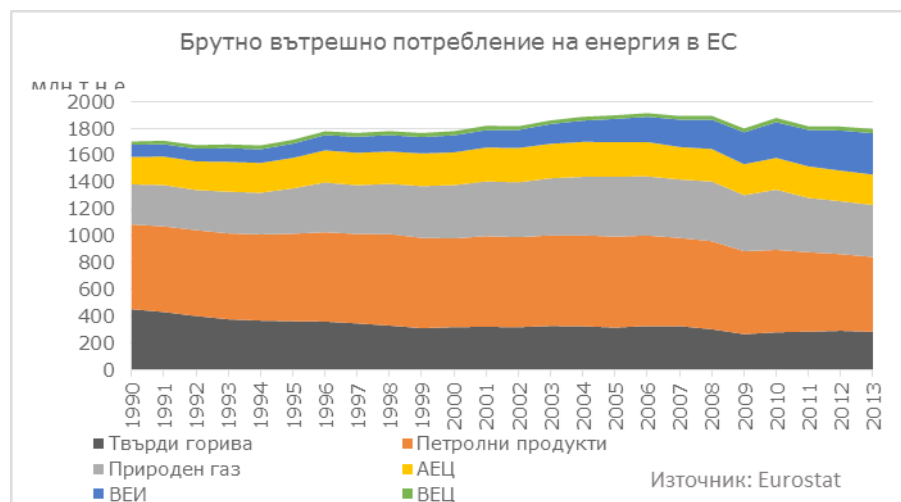
България е сред държавите с най-висока степен на риск за енергийния си сектор. Основните рискове за страната са:

- неспазването на законодателството на ЕС, особено не прилагането на правилата на Третия либерализационен пакет, непрозрачност на политическите решения и недостатъчна защита на публичния интерес;
- картелирания пазар на течни горива; неоправдано високи производствени цени на горивата за сметка на данъците и акцизите, допускане на нерегламентиран внос;
- зависимост от един доставчик на природен газ и липса на защита при прекъсване на доставките: не изградени връзки със съседните държави и пасивност за търсене на алтернативни доставчици;
- лоша институционална среда, която не гарантира правата на собственост (на електроразпределителните дружества) и не защитава инвестициите; неадекватни политически решения за щедро стимулиране на енергията от ВЕИ и рязко намаляване на субсидиите за тях в последствие; политически мотивирани решения на регулатора относно цените на електрическата енергия.

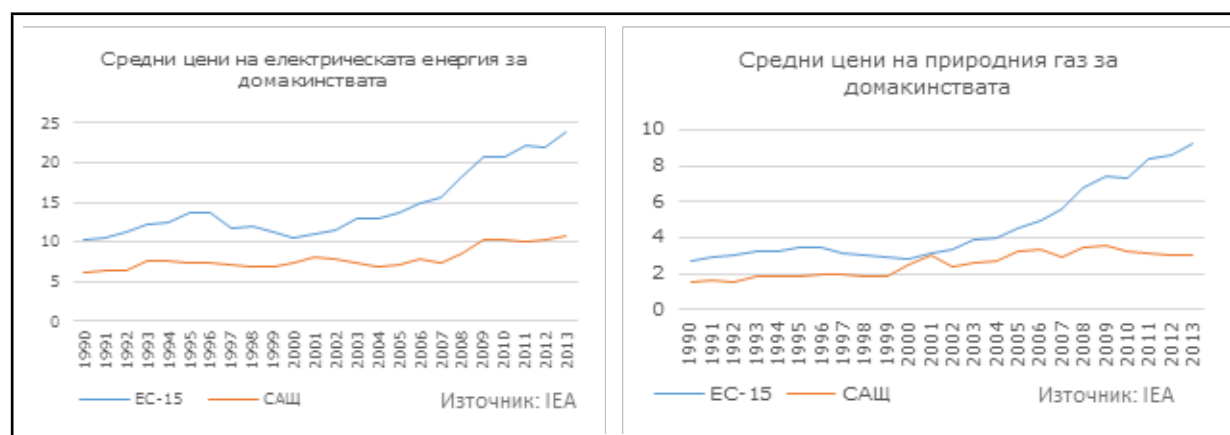
Политическите решения и регулаторните механизми в България не намаляват рисковете за българския енергиен сектор. Не са налице мерки за справяне с криза при прекъсване на доставките. Нарушен е електроенергийният баланс, не е изградена Електроенергийна борса, пазарът не е напълно либерализиран. Субсидират се топлинната енергия и генерацията на електрическа енергия от остарели и силно замърсяващи околната среда мощности. В същото време секторът се де-капитализира. Енергийната ефективност е най-ниската в Европа. Не съществува прозрачност и предвидимост относно бъдещото развитие на енергийния сектор, липсва адекватна енергийна стратегия.

Тези тежки проблеми в енергийния сектор превръщат българския енергиен сектор в рисков фактор за цялата общност. България трябва да изработи нова енергийна стратегия, на базата на проекта за Енергиен съюз.

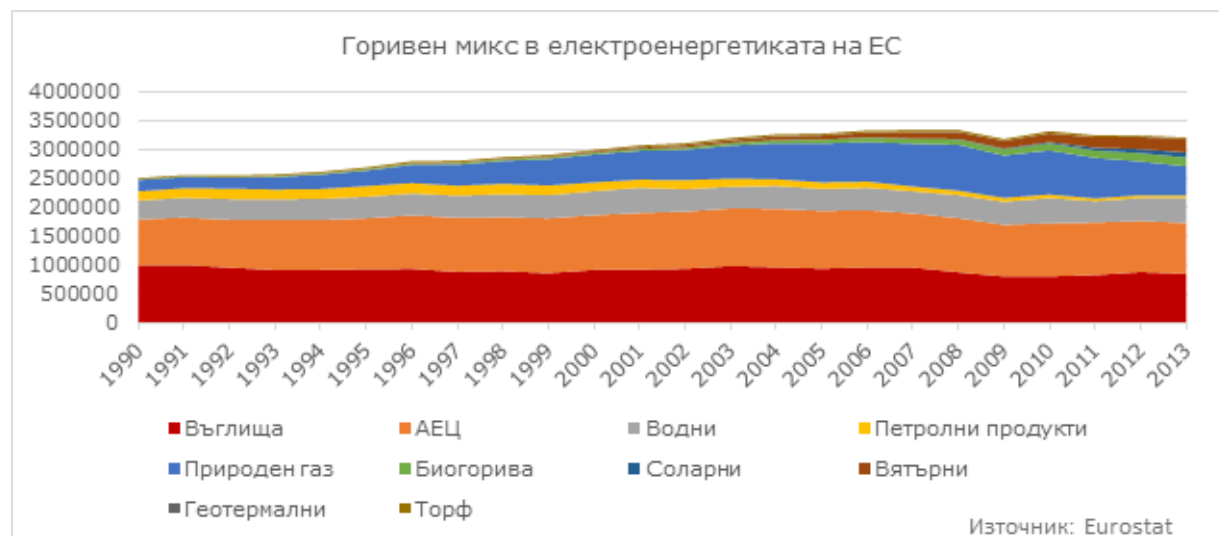
Приложение 1: Брутно вътрешно потребление на енергия в ЕС

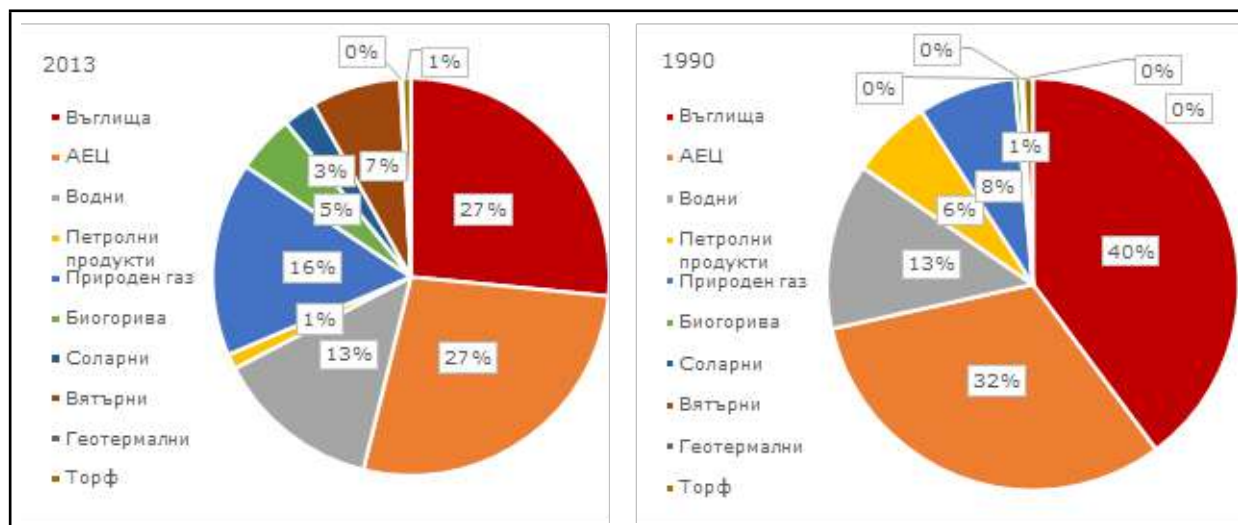


Приложение 2: Средни цени на електрическата енергия и природния газ за домакинствата



Приложение 3: Горивен микс в производството на електрическа енергия и промяна 1990 – 2013





Бележки

¹ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0014&from=EN>

² http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/energyunion_en.pdf

³ <http://www.encharter.org/index.php?id=414>

⁴ Индекс над 100 показва наличието на запаси. Индексът на държави като Австрия и Чехия е по-висок заради транзитирането на големи количества газ от Русия, който в рамките на ЕС не се отчита като износ от една държава членка към друга.

⁵ http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_WORKSHOP/CEER-ERGEG%20EVENTS/CROSS-SECTORAL/ACER-CEER_MMR_2014/Tab/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202014.pdf

⁶ Moreno, Lopez and Garcia-Alvarez (2012), 'The electricity prices in the European Union. The role of renewable energies and regulatory electric market reforms', Energy, Volume 48, Issue 1, December 2012, Pages 307–313

⁷ Saenz de Miera, del Rio Gonzalez and Vizcaino (2008), 'Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain', Energy Policy, Volume 36, Issue 9, September 2008, Pages 3345–3359

⁸ Sensfuss, F, M. Ragwitz & M Genoese (2008), 'The merit order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany', Energy Policy, Volume 36, Issue 8, September 2008, Pages 3086–3094

⁹ http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/european_economy/2014/pdf/ee1_en.pdf

¹⁰ Основните схеми за подпомагане са:

- преференциални цени, които осигуряват на производителите гарантирани цени за изкупуване за определен период от време – обикновено между 10 и 20 год.;
- преференциални тарифи, които осигуряват гарантирана добавка над пазарната цена на електрическата енергия;
- „зелени сертификати“, които държавите издават и разпределят между производителите на електроенергия от ВЕИ, които ги продават отделно.

¹¹ IEA, World Energy Outlook 2013

¹² http://ec.europa.eu/enterprise/policies/industrial-competitiveness/competitiveness-analysis/european-competitiveness-report/index_en.htm

¹³ http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20140122_communication_energy_prices.pdf

¹⁴ <http://www.roadmap2050.eu/>

ВИЗИЯ ЗА РАЗВИТИЕ НА СЕКТОР ПРИРОДЕН ГАЗ

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД, АПРИЛ 2015

доц. д-р Иван Иванов



Този доклад анализира състоянието на производството, вноса, преноса, търговията и потреблението на природен газ в страната и предлага решения, които да диверсифицират доставките, да повишат сигурността им и да либерализират пазара на този енергоносител. Предметът не се оценява положително или отрицателно. анализира се единствено с оглед рисковете пред страната.

При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторът не носи отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носи пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без неговото изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, от академичния и административен дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.



Резюме

Докладът предлага идеи и решения, които да доведат до ускорено повишено потребление на природен газ от бизнеса и от домакинствата у нас и до изграждане на свободен, конкурентен пазар на тази енергийна суровина.

Подобно на визиите на ЛУР за електроенергетиката¹ и за здравеопазването² и стожи доклад документираме методологичните си позиции на досегашните и на бъдещите си анализи на рисковете и на предлаганите от нас препоръки за въздействие в сектора на природния газ.

Представени са възможностите за стимулиране на местния добив и диверсификация на доставчиците на природен газ в страната, за да не бъде България единствената страна в ЕС, която е в пълна едностранна зависимост от един-единствен външен доставчик. Показан е пакет от мерки, при изпълнение на които ще се повиши сигурността на доставките на природен газ.

Описани са стъпките, които трябва да бъдат реализирани, за да се създаде свободен пазар на природен газ. Самото развитие на вътрешния пазар води до предлагане на природен газ с по-добро качество и конкурентни цени, а оттам – до повишение на потреблението. Последният ефект следва да бъде ключова цел на стратегията за енергийна ефективност.



Състоянието на газовия сектор през 2014 г.

„Булгаргаз“ ЕАД е обществен доставчик на природен газ, а „Булгартрансгаз“ ЕАД осъществява дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“. На територията на България са лицензирани 28 газоразпределителни компании за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

През 2014 г. доставките на природен газ до българския пазар от Руската федерация се осъществяваха от ООО „Газпром экспорт“ и „Овергаз Инк.“ АД и бяха в обем от 2680 млн. м³, практически без промяна спрямо 2013 г. (2697 млн. м³). Местният добив на природен газ е спаднал през 2014 г. на 179 млн. м³ спрямо 278 млн. м³ през 2013 г., добити от „Петрокелтик“ ЕООД и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. Съотношението между вноса и местния добив на природен газ е 93.7% : 6.3%.

Потреблението на природен газ през 2014 г. в Република България е 2 695 млн. м³, от които 16,6% са реализирани от газоразпределителните дружества. „Овергаз Инк.“ АД организира вноса и транспортирането на природен газ по газопреносната мрежа до негови клиенти. „Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик на газопреносната мрежа, към която са присъединени газоразпределителните дружества и около 250 пряко присъединени потребители. Общата дължина на изградените в България мрежи е: национална газопреносна мрежа – 1700 км, транзитна газопреносна мрежа – 945 км и газоразпределителна мрежа – 4 035 км.

През 2014 г. на пазара на природен газ, освен общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, е участвал и „Овергаз Инк.“ АД, който е осъществявал внос на руски газ и същевременно е продавал на газоразпределителни дружества и крайни клиенти. Съотношението на реализираните количества природен газ от обществения доставчик по регулирани цени и от търговците на природен газ на крайни клиенти и газоразпределителни дружества,

но по свободно договорени цени, е следното: „Булгаргаз“ ЕАД – 87%; Търговци – 13%.

Потреблението на природен газ през 2014 г. продължава да е много ниско, което се дължи освен на не изградената напълно мрежа за доставка до крайните потребители и на относително високите цени на суровината спрямо алтернативните източници на енергия – електричеството и другите енергийни суровини за отопление. България е страната с една от най-високите цени на природния газ в ЕС. Причината е, че договорно е закрепена ценовата злоупотреба с господстващо положение от страна на „Газпром“.

Страната е изправена пред уникалната възможност да стимулира бързото развитие на потреблението на газ, да разнообрази доставчиците и да елиминира злоупотребите с господстващо положение на пазара поради следните нови обстоятелства:

- Новосъздаденият Енергиен съюз на ЕС е гарант и основна предпоставка за сигурност и за свободен, конкурентен пазар на доставките и разпределението на природен газ³;
- Дълбоките структурни и дългосрочните ценови промени на световния и европейския пазар на газ, които ще доведат до нарастване на относителната му конкурентоспособност по отношение на другите енергийни суровини⁴;
- Изключително ниското изходно ниво на потребление на газ от българските домакинства и възможностите за бързо и масово разпространение на повсеместната му употреба⁵;

При тези нови предпоставки нашата визия съдържа следните цели, подцели, мерки и аргументи.

Първа цел на политиката в газовия сектор е сигурното задоволяване на потребностите на страната с достъпен природен газ

Подцел 1.1. Разширяване на възможностите за съхранение на природен газ

Мерки I ниво: Увеличаване на капацитета на подземно газоохранилище „Чирен“; реализиране на нови сондажи с цел увеличаване на дневния дебит природен газ от хранилището.

Аргументите са: първо, през януари 2015 г. е обявена обществена поръчка за разширяване на газовото хранилище „Чирен“ в съответствие с 10-годишния план за развитие на мрежата на „Булгартрансгаз“; второ, проучванията показват, че капацитетът на хранилището може да бъде увеличен почти двойно, от 550 млн. м³. на около 1 млрд. м³.; трето, добивите от хранилището могат да се увеличат от 4.2 млн. м³. на 10 – 12 млн. м³. на денонощие, което покрива напълно потреблението на природен газ в страната дори и през зимата.

Мерки II ниво: Трансформиране на газовото находище „Галата“ в хранилище за природен газ.

Аргументите са: Първо, изграждането на газоохранилище „Галата“ ще съдейства за намаляване на зависимостта на България от текущия внос на природен газ, като ще позволи да се увеличат значително запасите и ежедневните количества извличан природен газ при кризисна ситуация; второ, направени са необходимите модификации в

съоръженията за добив, с цел да започне нагнетяване на газ в режим на газохранилище; трето, в бъдеще газохранилище „Галата“ може да бъде и терминал за регазификация, ако доставките на втечнен азерски газ от пристанище Поти до Констанца се допълнят с доставки до Варна при очакваното разрастване на добива от „Шах Дениз 2“ след 2020 г.

Подцел 1.2. Повишаване на сигурността на снабдяване на крайните клиенти

Мерки I ниво: Сключване на споразумение с Гърция за доставка на природен газ от терминала за регазификация в Ревитуса през интерконектора Сидерокастро – Кулата в случай на спиране на доставките от „Газпром“. Подписване на договор с Гърция за обмен на електроенергия срещу природен газ, като количеството електроенергия за Гърция бъде еквивалентно на количеството газ, необходимо за производство на тази електроенергия от газова централа. Природният газ ще се подава през Сидерокастро – Кулата; Създаване на регионален пазар на природен газ с Гърция и Румъния след влизане в експлоатация на интерконекторите с тези страни;

Аргументите са: първо, построената през 2013 г. реверсивна газова връзка Кулата – Сидерокастро позволява внос в страната на природен газ около 90 млн.м³/денонощие; второ, в края на 2014 г. ЕК препоръча на България да сключи бартерна сделка „електричество срещу газ“ с Гърция на основата на баланс на интереси; трето, построяването на Вертикалния газов коридор в Източна Европа императивно изисква създаването на регионален пазар на природен газ.

Подцел 1.3. Намаляване на относителната цена на доставяния природен газ

Мерки I ниво: Предоговаряне на цената на доставяния от „Газпром“ природен газ предвид конюнктурата в сектора. Оптимизиране на доставките на руски газ съобразно цената и другите условия и съобразно местния добив или конкурентни доставки на газ по интерконекторите.

Аргументите са: първо, редица европейски страни през 2013 и 2014 г. договориха нови, по-ниски, цени на доставяния от „Газпром“ природен газ: Италия, Германия, Гърция, Унгария, Турция, дори и Украйна (248 USD/1000 м³.); второ, Румъния, на която Русия отказа да предоговори по-ниски цени на газа, прекрати от 1.04.2015 г. доставките от „Газпром“ и премина изцяло на собствен добив и алтернативни доставки; трето, Русия, която за момента е монополен доставчик на суровината у нас, разбира, че след няколко години страната ни ще има алтернативни доставки и собствен добив и само с понижение на цената си може да запази значителен пазарен дял в България.

Мерки II ниво: Нормативно определяне на цената на природния газ фиксирана на 30-дневния курс на USD спрямо BGN. Промяна на методиката за изчисление на цената на природния газ за крайните потребители, която да ограничавалутния риск, като „Булгаргаз“ хеджиратози риск.

Аргументите са: първо, за определяне на цената на природния газ за крайните потребители понастоящем се използва осреднения курс USD/BGN за 90 дни назад, като бързо растящата цена на долара увеличава чувствително риска за търговците – вносителите на природен газ; второ, трайно намаляване на валутния риск може да се постигне чрез неговото хеджиране, което е в интерес главно на потребителите; трето, има много добре разработена практика на хеджиране при газовите доставки, поради масовото ѝ използване е ЕС.

Втората цел е стимулиране на местния добив и диверсификация на доставчиците

Подцел 2.1. Стимулиране на местния добив

Мерки I ниво: Отдаване на концесия на блокове в индустриалната зона на България в дълбоките води на Черно море (блок „Терес“ и блок „Силистар“) до края на 2015 г.; завършване на проучванията за природен газ в блок „Хан Аспарух“ до края на 2017 г.; започване на индустриален добив от блок „Хан Аспарух“ не по-късно от 2018 – 2019 г.

Аргументите са: първо, геофизичните проучвания показват, че в изключителната икономическа зона на България има потенциални запаси на природен газ, оценявани на повече от 100 млрд. м³, съсредоточени в блоковете „Хан Аспарух“, „Терес“ и „Силистар“; второ, в края на 2014 г. приключиха сеизмичните изследвания на „Хан Аспарух“ по триизмерна технология и говорителят на OMV, Роберт Лекнер, потвърди, че е налице потенциал за намиране на залежи от 100 млрд. м³ газ; трето, цената на природния газ от „Хан Аспарух“ ще е с 35% по-ниска от тази на газа, доставян от Русия, заради отсъствието на транзитни такси. Това ще донесе огромни ползи за всички индустрии, зависещи от природния газ – енергетика, металургия, химическа промишленост и др.

Мерки II ниво: Отмяна на мораториума, наложен от Народното събрание през 2012 г. в частта Проучване на находища от шистов газ. Стартиране на процедура по проучване на находища на шистов газ в Мизийската и Добруджанската платформа по конвенционалния метод на вертикален сондаж.

Аргументите са: първо, шистовият газ е най-важният фактор, който промени геополитическата карта на световната газова индустрия и направи САЩ най-големия производител на синьо гориво; второ, в България има находища на шистов газ, разположени в два района: Мизийската платформа, която обхваща част от Централна Северна България и Южна Румъния и Блок Нови пазар в Североизточна България, оценявани на около 480 млрд. м³, съгласно изследване на Американската агенция по енергетика; трето, въведеният мораториум не позволява да се определят количествата шистов газ в недрата на страната, които при добив, биха повишили енергийната ни независимост и намалили цената на природния газ, а оттам биха повишили конкурентоспособността на българския бизнес и разширили значително използването на природен газ от домакинствата; четвърто, компаниите, кандидатствали за концесия за проучване на шистов газ, дават гаранции, че в целия период на проучване (7 – 10 години) няма да бъде използван методът на хидравличното разпукване (хидрофракнинг).

Подцел 2.2. Диверсификация на доставчиците на природен газ в страната.

Мерки I ниво: Изграждане на междусистемните връзки на България с Гърция и Румъния; Проектиране и последващо строителство на интерконектор със Сърбия; Постигане на съгласие на правителствено ниво за интерконектор с Турция и изграждането му до 2019 г..

Аргументите са: първо, реализирането на проектите за междусистемна свързаност ще предоставят възможност за доставки на природен газ от други източници, ще повишат конкуренцията и възможностите за избор на доставчик; второ, съгласно изискванията на Европейския енергиен съюз, за разнообразяване на доставките от газ, всяка страна от ЕС трябва да има поне три алтернативни доставчика; трето, изграждането на интерконекторите с Гърция и Румъния ще позволи да се реализира Вертикалният източноевропейски газов коридор от Егейско до Балтийско море, който е от ключово значение за енергийната сигурност на Източна Европа.

Мерки II ниво: Изграждане на LNG терминал за ре-газификация на гръцкото крайбрежие на Егейско море с финансовата подкрепа на ЕС и възможно българско участие; свързване на интерконектора България – Гърция (Стара Загора – Комотини) с терминала на Егейско море; създаване на възможност за доставка на природен газ от LNG терминала за ре-газификация в Кърк, на Адриатическото крайбрежие на Хърватия, след построяване на интерконектора България – Сърбия (София – Ниш) .

Аргументите са: първо, ЕК ще изготви цялостна стратегия за втечен природен газ и неговото съхранение, като България ще получи достъп до пазара на втечен газ чрез LNG терминал на гръцкото крайбрежие; второ, ЕК ще работи за достъп на страните от Югоизточна Европа до алтернативни доставчици, не само по маршрута на Южния газов коридор, но и от Източното Средиземноморие и Алжир, което може да се осъществи единствено, чрез терминали за регазификация на втечен природен газ; трето, очаква се до края на годината да завършат успешно преговорите за глобалното търговско споразумение между ЕС и САЩ, което ще позволи да се изнася американски втечен природен газ към LNG терминалите за регазификация на територията на ЕС.

Третата цел е развитие на свободен, конкурентен пазар

Подцел 3.1. Развитие на газовата инфраструктура в страната

Мерки I ниво: Ускорено развитие на преносната мрежа във всички райони на страната, като нормативно инвестициите се оценяват на база ефекта им върху националната преносна мрежа. Регламентиране на прякото присъединяване на небитови клиенти към преносната мрежа само след отказ за присъединяване от страна на газоразпределителното дружество на съответната територия или при липса на такова; Предприемане на мерки срещу **нелегалните микро-газоразпределителни мрежи („гроздове“), нарушаващи лицензионните права на газоразпределителните дружества;** Признаване на разходите за изграждане на разпределителни мрежи, направени от газоразпределителните дружества, като допълнителни към дейностите разпределение и снабдяване с природен газ.

Аргументите са: първо, основна пречка пред развитието на газопреносната мрежа в страната е обстоятелството, че всяка инвестиция се оценява въз основа на евентуалните приходи, които тя може да донесе на преносния оператор и в такъв случай нейният срок на възвръщаемост е прекалено дълъг; второ, в България основният приход от дейностите по разпределение и снабдяване идва от стопанските клиенти, затова прякото им присъединяване към преносната мрежа значително съкращава приходите на газоразпределителните дружества и оттам – възможностите им за инвестиции в изграждане на нова мрежа; трето, изградената разпределителна мрежа досега е натоварена средно около 30% от капацитета ѝ и въвеждането на допълнителни финансови тежести ще блокира нейното развитие.

Подцел 3.2. Създаване на правила за конкурентна търговия с природен газ

Мерки I ниво: „Булгаргаз“ и „Булгартрансгаз“ да осигурят на конкурентите си достъп до газопреносната мрежа и до съоръжението за съхранение на газ; да разрешат резервиране на капацитет в газопреносната система на страната за внос от алтернативни доставчици. КЕВР да създаде с гръцкия и румънски регулатори съвместна нормативна уредба за резервиране на капацитети в интерконекторите с двете страни.

Аргументите са: първо, понастоящем дружествата „Булгаргаз“ и „Булгартрансгаз“ са практически монополисти върху капацитета на газопреносната мрежа и на газохранилището „Чирен“, което не позволява развитие на конкурентен пазар; второ, нормативна уредба за разпределение на резервиран капацитет на интерконекторите е условие sine qua non за диверсификация на доставчиците и създаване на конкурентен пазар на природен газ у нас.

Мерки II ниво: Признаване на недовзетия приход на всички търговци на природен газ. Въвеждане на единни правила и стандарти за измерване на количеството и качеството на природния газ.

Аргументите са: първо, съществува дискриминационен подход спрямо търговците на природен газ, тъй като общественият доставчик е единствен, който има право на възстановяване на недовзет приход; второ, непризнаване на недовзетия приход води до намаляване на утвърдената от ДКЕВР норма на възвращаемост на капитала; трето, въпросите за измерването на природен газ подлежат на регламентация, защото не са регламентирани нито в Закона за измерванията, нито в съответните подзаконови нормативни актове;

Подцел 3.3. Повишаване на потреблението на природен газ в страната

Мерки I ниво: Признаването на газификацията като ефективна енергоспестяваща и екологична мярка и включването ѝ в националните планове за действие по енергийна ефективност и в Стратегията за енергийна ефективност; въвеждане на стимули на крайните потребители на природен газ чрез данъчни облекчения или на социална основа; разработване на програми за повишаване на енергийната ефективност и подпомагане на потенциалните битови клиенти на природен газ, с осигурено финансиране от европейските фондове.

Аргументите са: първо, по-широкото използване на природния газ допринася за повишаване на енергийната ефективност и опазването на околната среда, но необходимостта от първоначална инвестиция за присъединяване и за вътрешна газова инсталация намаляват интереса на домакинствата за газифициране; второ, гарантирането на достъпност на газа ще стимулира газоразпределителните дружества да изграждат мрежи за присъединяване на нови клиенти; трето, осигурено е европейско финансиране в първоначален размер от 10 млн. лв., с възможност за увеличаване, за подпомагане на битовата газификация, но програмата не е стартирала поради липса на нормативна уредба.

Мерки II ниво: Създаване на система за общо застраховане на газовата инфраструктура от аварии, финансирана от „Булгаргаз“, „Булгартрансгаз“ и газоразпределителните дружества.

Аргументите са: първо, намаляване на финансирането на ремонтите и поддържането на газовата инфраструктура; второ, освобождаване на финансов ресурс за развитие на мрежата и снижаване на крайната цена.

Бележки

- ¹ [Периодичен доклад Визия за реформи в българската електроенергетика, май 2015](#)
- ² [Междинен доклад Визия за реформи в здравеопазването, април 2015](#)
- ³ [Авторска статия Стратегията за Енергиен съюз - нов етап за ЕС, гл. ас. д-р Виктор Аврамов](#)
- ⁴ [Геополитическа прогноза: природния газ 2020](#)
- ⁵ [Прогноза на електроенергийния баланс на Република България 2025](#)

ВИЗИЯ ЗА РЕФОРМИ В БЪЛГАРСКАТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД, МАЙ 2015

доц. д-р Иван Н. Иванов



Този доклад предлага решения за управление на влошаващото се състояние на българската електроенергетика, които да оздравят финансово отрасъла и либерализират пазара на електроенергия. Публикуваме го предварително, поради особената важност на настоящия момент. Предметът не се оценява положително или отрицателно. анализира се единствено с оглед рисковете пред страната.

При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторът не носи отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носи пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без неговото изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, от академичния и административен дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.



Резюме

Този доклад предлага решения, които да оздравят финансово отрасъла и либерализират пазара на електроенергия.

Изчерпани са всички възможности електро-енергетиката да продължава да противодейства на социалната криза в страната и да плаща с нарастващи дългове и огромен текущ дефицит непосилната цена за провежданите популистки политики.

За спасяването на енергетиката, освен политическа воля, е нужна експертна визия за необходимите реформи в сектора. На тази визия и мерки за нейното реализиране е посветен настоящият документ.



ОСНОВАНИЯ

Основните цели на електро-енергетиката следва да са:

1. **Стимулиране на енергийната ефективност и минимални разходи за електропроизводство.**
2. **Сигурно задоволяване потребностите на обществото с достъпна електрическа енергия.**
3. **Създаване и развитие на свободен и конкурентен електроенергиен пазар.**

Прогноза за електро-енергетиката 2014–2025

1. *Брутното производство на електрическа енергия ще намалее от 47.2 TWh на 39.7 TWh.*
2. *Брутното вътрешно потребление ще намалее от 37.7 TWh на 29.4 TWh.*
3. *Износът на електроенергия ще нарасне леко от 9.5 TWh на 10.3 TWh.*
4. *Инсталираните мощности са 13700 MW. Базовата електроенергия се осигурява от големите мощности с дълъг срок на експлоатация (АЕЦ „Козлодуй“ и големите централи в „Марица Изток“), под-върховата мощност – от по-малките и по-маневрени ТЕЦ и от възобновяемите източници, а върховата мощност – от ВЕЦ на изравнени води (язовири). Съвкупността от изброените мощности гарантира покритие на вътрешното потребление и износа до 2025 г. и прави икономически ненужно и неоправдано строителството на нови базови мощности в този период.*
5. Резервните мощности до 2013 г. бяха 1040 MW, но, поради ограниченото потребление на електроенергия, бяха намалени наполовина.

Състоянието на сектора през 2014

Брутното вътрешно потребление през 2014 г. бележи слаб ръст от 0.68%, несъизмерим с намалението на цената на електроенергията с над 10% за последната година. Нетното потребление в страната се задържа на постоянно ниво, около 29–30 TWh за последния тригодишен период. При производството на електрическа енергия увеличение има при ТЕЦ (+10.59%), АЕЦ (+11.96%), топлофикационните ЕЦ (+3.27%) и ВЕЦ (+6.11%). Намаление в брутното производство се наблюдава при Заводските ЕЦ (-8.05%) и ВЕИ (-7.2%). Основен дял в структурата на вложените горива за производство на електрическа енергия имат местните въглища (45.4%) и ядреното гориво (34.8%). Делът на вложените вносни енергоносители за производството на електрическа енергия през 2013 е 41% (с отчитане на ядрената енергия). На възобновяемите източници се дължи 17.3% от производството. Няма увеличаване на нуждите от електроенергия в региона. Изнесената електроенергия съответства на капацитета на връзките на електропреносната мрежа на страната с мрежите на съседните държави.

Прогнозата на ЛУР за брутното производство, потреблението и износа през 2014 беше съпоставена с отчетните данни на ЕСО. Констатира се много добро съвпадение на прогнозните и реализираните стойности на наблюдаваните параметри. Отклонението при брутното производство е само 0,07% (47,205 TWh/ 47,170 TWh), при брутното потребление – 0,24% (37,68 TWh/ 37,59 TWh) и при износа – 0,58% (9,525 TWh/ 9,580 TWh). След оповестяване на общия енергиен баланс от НСИ, ще бъде актуализирана нашата Прогноза за електроенергийния баланс на Република България до 2025.



КОНЦЕПЦИЯ

Подцел 1.1. Създаване на нова, стабилна и дългосрочна Енергийна стратегия.

Мерки I ниво: Първото условие за нейното създаване е научно обоснована прогноза за електроенергийния баланс на България. Енергийната стратегия трябва да е до 2030, с хоризонт 2050. Стратегията да е съобразена с целите и програмите на ЕС. Разработването ѝ да се основава на задълбочен и обективен анализ, а не на компромис между интересите на различни лобита, както бе при досегашните стратегически документи.

Аргументите са: Първо. Сегашната Енергийна стратегия на Република България до 2020 г., приета през 2011 г., почива върху нереалистична прогноза за нарастване на потреблението на електрическа енергия у нас, а оттам и на нереален енергиен баланс до 2020 г. Второ. Същата стратегия предвижда реализирането на големи енергийни проекти като АЕЦ „Белене“, далекопровода „Южен поток“ и др., които нямат икономическа, енергийна и финансова обосновка и затова няма да бъдат реализирани. Трето. Стратегията не отчита новите цели на Европейския съюз, заложи в решението от 25.02.2015 г. за създаване на Европейски енергиен съюз.

Мерки II ниво: Преразглеждане на енергийните проекти и изграждането им само при пълно съответствие с европейските правила и при доказана икономическа ефективност. Приоритет е удължаването живота на 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй“, чиито лицензи изтичат съответно през 2017 и 2019. Държавна подкрепа е допустима само за нови мощности, отговарящи на принципа за развитие на системата с най-малко разходи.

Аргументите са: Първо. Огромната задължнялост на НЕК се дължи на два проекта: хидровъзел „Цанков камък“ (984 млн. лв.) и „АЕЦ Белене“ (1,3 млрд. лв.), като посочените стойности, оповестени от НЕК, формират 71% от задълженията на компанията. Второ.

Влагане на малка част от средствата за големите енергийни проекти в енергийна ефективност ще даде многократно по-висок резултат. Трето. При наличие на 13700 MW инсталирани мощности и максимално потребление от не повече от 7000 MW, единствено оправдано е строителство на заместващи мощности при излизане от експлоатация на някои от действащите понастоящем, защото най-евтината електроенергия е спестената.

Подцел 1.2. Повишаване на електроенергийната ефективност.

Мерки: Промени в Закона за енергийната ефективност, с цел насърчаване на енергоспестяването в транспорта и индустрията. Повишаване на енергийната ефективност в бита чрез ускорено саниране на жилищния фонд. Намаляване на собственото потребление в електрогенериращите и електропреносните дружества.

Аргументите са: Първо. За повишаване на енергийната ефективност в индустрията и транспорта могат да се използват средства от оперативните програми на ЕС. Второ. Над 1.5 млн. души в България живеят в енергийно неефективни сгради и това е огромен потенциал за икономия на енергия чрез ефективни мерки за саниране. Трето. За извършване на тази дейност има предвидени национални средства за жилищните сгради. Четвърто. Собственото потребление на електрогенериращите и електропреносните дружества е далеч над средноевропейското, с големи възможности за икономии.

Подцел 1.3. Реформа на управлението на електро енергийния сектор.

Мерки: Осигуряване и последващо поддържане на институционална стабилност и развитие на административния капацитет в енергетиката. Избор на управленски екипи чрез конкурси, въз основа на доказан опит и предложени бизнес планове. Елиминиране на конфликтите на финансовите интереси на държавни служители и висши мениджъри с публичните интереси в отрасъла. Разформироване на БЕХ с цел увеличаване на прозрачността, отчетността и отговорностите на държавните електроенергийни дружества, за които БЕХ е абсолютно ненужно административно ниво при съвременните ИТ технологии за управление.

Аргументите са: Първо. Слабият мениджмънт на енергетиката създаде сложна и непрозрачна структура на сектора и на регулаторната рамка. Второ. Енергетиката е обект на постоянно недоверие сред потребителите и на обвинения за злоупотреби и корупция в управлението. Трето. Обстоятелството, че депутати, държавни служители и ръководители на предприятия притежават собствени фирми в отрасъла, е недопустим конфликт на интереси, което руши общественото доверие в управлението на сектора. Четвърто. БЕХ доведе до колапс българската енергетика, съсредоточавайки чрез пренасочване на финансови потоци между държавните енергийни дружества 7.2 млрд. лв. и генерирайки 3.3 млрд. лв. дълг на НЕК.

Подцел 2.1. Финансово спасяване на НЕК чрез преодоляване на текущия дефицит:

Мерки I ниво: Задължително измерване на топлинния товар във всяка когенерация за доказване на висока ефективност, т.е. икономия на поне 10% първична енергия, в сравнение с тази при разделно производство на електрическа и топлинна енергия. НЕК да закупува само високоефективно комбинирано производство на електроенергия от топлофикационните и заводски ЕЦ. Останалата електроенергия да се реализира на свободния пазар.

Аргументите са: Първо. Реално изкупеното количество електроенергия от 12-те

топлофикационни ЕЦ през 2014 е 2 825 057 MWh, вместо определеното с решение на ДКЕВР 2 596 896 MWh. От него 478 456 MWh не е комбинирано и следователно не е високо ефективно, но е изкупено практически като такова, в нарушение на правилата. Второ. По същия начин от 22-те заводски електроцентрали са изкупени през 2014 г. 2 087 937 MWh електроенергия, вместо определените с решение на ДКЕВР 1 682 654 MWh, от които 438 511 MWh не са комбинирани, а са изкупени като високоефективни. Трето. Общият дефицит от изкупуване на енергията от топлофикационни и заводски ЕЦ е 231.712 млн. лв.

Мерки II ниво: Дългосрочните договори с „AES – Марица Изток 1“ и „Контур Глобал – Марица Изток 3“ да бъдат трансформирани в пазарни, в съответствие със европейското законодателство за държавна помощ и за взаимна защита на инвестициите. Двете централи да бъдат натоварени напълно, което ще даде най-ниска цена на произведената енергия. Енергията за регулирания пазар да се изкупува на тези цени, значително по-ниски от сегашните, а останалото количество да се предлага на свободния пазар, като НЕК само доплаща разликата до договорената цена. Да се осъществи частичен износ на енергията към Турция, чрез нов електропровод, предвиден в проекта „Свързана Европа 2020“. част от енергията да се продава на балансиращия пазар.

Аргументите са: Първо. Дългосрочните договори за заместваща мощност в „Марица изток 1“ и основна реконструкция на „Марица Изток 3“ възпрепятстват пълната либерализация на електроенергийния пазар в страната. Второ. Цената на енергията от двете централи увеличава тежестта си върху цената на енергийния микс, поради излизане на много потребители на свободния пазар. Трето. Екип на НЕК и МЕ води преговори с двете централи, които трябва да приключат до края на март с договаряне на част от предложените мерки.

Мерки III ниво: Ограничаване чрез годишен часови лимит електроенергията от ВЕИ, изкупувана по преференциални цени. Енергията над лимита да се изкупува по цена на обществен доставчик за регулиран пазар или да се реализира на свободен пазар. Ограничаване присъединяването към мрежата на нови ВЕИ-мощности чрез отмяна на преференциалната цена за произведената от тях електроенергия. Запазване на преференцията за централите, оползотворяващи животинска тор, която замърсява въздуха. Организирана продажба в ЕС на местно производство от ВЕИ чрез статистическо прехвърляне на „зелена енергия“ към държави, изостанали от изпълнението на целите. Запазване на досегашната преференция за изграждане на покривни фотоволтаични и вятърни конструкции с мощност до 200 kW.

Аргументите са: Първо. Преференциалните цени за ВЕИ централи формират дефицит на НЕК, който трябва да се намали. Второ. Стимулирането на ВЕИ е неправилно проектирано и недобре регулирано, което създаде инвестиционен балон в сектора. Трето. Финансовата подкрепа трябва да се ограничи до ниво, гарантиращо конкурентоспособността на ВЕИ. Четвърто. Схемите за подкрепа е нужно да реагират на спадащите с технологичния напредък инвестиционни и производствени разходи за соларни панели. Пето. Продукцията постепенно да бъде обвързана с цените на свободен пазар, с последващо оттегляне на подкрепата за тях.

Мерки IV ниво: Задължително провеждане на прозрачни търгове за всички количества произведена електроенергия от НЕК, след изпълнение на количествата за регулирания пазар.

Аргументите са: Първо. НЕК продава електроенергия по дългосрочни договори чрез

пряко договаряне, без да обявява търгове, „в резултат на проявен търговски интерес по реда на постъпили запитвания“. Второ. Търгове има само за краткосрочните договори, „ако остане енергия“, с което се нарушават принципите за равнопоставеност, отказ от дискриминация и прозрачност. Трето. Компаниите, подали оферти първи, контролират сериозни количества електроенергия, която препродават на други търговци и това създава излишни посредници. Четвърто. НЕК не постига максималната възможна цена и вместо да намалява, увеличава дефицита си.

Мерки V ниво: Частично компенсиране на дефицита на НЕК чрез приходите от продажба на въглеродни емисии.

Аргументите са: Първо. Директива 29/2011 и ЗЕВИ позволяват 100% от приходите от търговия с емисии да се насочват за покриване на разходите за насърчаване на „зелена енергия“. Второ. Именно НЕК натрупва дефицит от високите цени на енергията от ВЕИ. Трето. Определената за България квота за търговия с емисии е 2,68% от общата на ЕС, която за 2015 е равностойна на 240 млн. лв.

Мерки VI ниво: Редуциране на необходимите мощности чрез създаване на общ пазар за капацитети между България, Румъния и Гърция.

Аргументите са: Първо. Една от целите на Европейския енергиен съюз е свързването на преносните мрежи и поддържане на общи мощности за резерв. Второ. Намаляването на резервните мощности директно води до намаляване на цената на енергийния микс, купуван от НЕК. Трето. Редуцирането на резерва допълнително лишава от смисъл строителството на нови големи мощности.

Подцел 2.2. Достъпна електроенергия за социално слабите домакинства:

Мерки: Изработване на нова програма за намаляване на енергийната бедност. Извършване на ново атестиране на социално слабите в енергийно отношение домакинства, за да се гарантират базовите потребности от енергия на всяко българско домакинство, като подкрепата се обвърже с насрещни задължения от подпомаганите. При доказана необходимост, увеличаване на броя на действително слабите домакинства, които получават енергийни помощи. Отпусканите от бюджета средства за тази цел могат да бъдат възстановени поне до нивата от началото на 2000 г.

Аргументите са: Първо. Само по себе си увеличаването на цената на тока не е необходимото решение, защото ще намали темпото на натрупване на дефицит и ще отложи фалита на НЕК, но поражда отрицателни последици за социално слабите. Второ. Може да има евентуално повишаване на цената на електроенергията като последно действие в случай, че ефектът от другите решения не е достатъчен. Трето. Страната ни не може да си позволи да увеличава дела на енергийно бедните домакинства (61%), по който показател сме на второ място в Европа.

Подцел 3.1: Създаване и развитие на конкурентен и финансово стабилен електроенергиен пазар

Мерки I ниво: ДКЕВР да създаде нови правила за търговия с електроенергия, които да не допускат фаворизиране на едни доставчици на балансираща енергия за сметка на други. Платформата за търговия с електроенергия да бъде изградена на основата на най-авторитетната европейска платформа EPEX. Провеждане на търгове на свободния пазар на електроенергия по часови сегменти. Насърчаване използването на електроенергия в часови диапазони с намалено потребление и обратното – коригиране на цените

при върхово натоварване за осигуряване на повече приходи у производителите на електроенергия.

Аргументите са: Първо. През май 2014 ДКЕВР прие Правила за търговия с енергия, които фаворизираха НЕК като единствен доставчик на балансираща енергия, смесвайки пазарно участие и администриране на производствените графици при изготвяне на физическия и финансов сетълмент на балансиращите групи. Второ. При тези условия разходът за участниците в балансиращите групи (потребители и производители) е непосилно висок, а това води до увеличени разходи в системата. Трето. Сега българският бизнес, при тези условия, заради липса на реален пазар и непрозрачни търгови процедури, не е неконкурентен спрямо съседните държави.

Мерки II ниво: Въвеждане на либерализация при пълно прилагане и стриктно спазване на европейското законодателство и по-специално на Третия либерализационен пакет за вътрешния енергиен пазар и правилата за конкуренция. Цялото количество произведена електроенергия, без значение дали е по дългосрочни договори, или по преференциално изкупуване и преференциална цена да се продава на свободния пазар. Държавата чрез задълженията към обществото, които се събират от ЕРП и НЕК, да покрива разликата между преференциалните цени и цената на свободен пазар. След либерализацията КЕВР престава да определя крайните цени на електроенергията, а само мрежовите услуги (цените за достъп и пренос), цената за разпределение и добавката за „задължения към обществото“. Създава се възможност България да участва във вътрешния пазар на енергия в ЕС.

Аргументите са: Първо. Целта на Европейската комисия е изграждането до 2014 на функциониращ и интегриран вътрешен енергиен пазар и приключване до 2015 на изолацията на определени държави (като България) от европейските електроенергийни мрежи. Второ. Либерализацията, при която всеки потребител може да купува електроенергия от свободния пазар, трябва да се случи в следващата година. Трето. Отлагането на либерализацията у нас е следствие на решенията за изграждане на „Белене“ и „Цанков камък“, тъй като моделът на „единствения купувач“ бе нужен на НЕК, за да финансира участието си и плащанията по двата проекта. Четвърто. Сега се търгуват много малки количества електроенергия, останали свободни след сключването на двустранни договори между производители и търговци и след балансирането на доставките.

Мерки III ниво: Освобождаване/намаляване на добавката „задължения към обществото“ за големите индустриални предприятия от черната и цветната металургия, химическата, циментовата промишленост и др., при които цената на електроенергията съставлява съществена част от разходите им. Освобождаване от добавката „зелена енергия“ при реализирани инвестиции в опазването на климата и/или технологии, щадящи околната среда. Същите облекчения са необходими и за инвестициите в сигурността на мрежите, които спешно трябва да се извършат.

Аргументите са: Първо. Приемане от КЕВР, съгласно Директива 29, на система за насърчаване и защита на конкурентоспособността на големите енергийни консуматори при изграждане на интегриран вътрешен енергиен пазар. Второ. Премахване на кръстосаното субсидиране между населението и индустрията. Трето. Въвеждане на мерки за социална защита, ако това доведе до увеличаване на цените за домакинствата.

Подцел 3.2. Повишаване на авторитета, независимостта и капацитета на енергийния регулатор.

Мерки I ниво: Избор на нов състав на КЕВР от Народното събрание, на базата на прозрачни и обективни процедури за утвърждаване на политическата независимост на регулатора.

Основанията са: Първо. Политическата зависимост на регулатора е пред очите на обществото: пет смени на председателя на комисията през последните две години. Второ. Министри обявяваха преди регулатора решенията за намаляване на цените. Трето. Регулаторни решения не бяха подкрепени с мотиви. Четвърто. Управленските въздействия върху регулатора доведоха до следните основните грешни решения: Неаргументираното намаление на цената на електроенергията. Процедурата по отнемане на лиценза на електроразпределителните дружества. Предложението за едностранна промяна на договорите с „AES – Марица Изток 1“ и „Контур Глобал – Марица Изток 3“. Опитът за промяна със задна дата на договорите за производство на електроенергия от ВЕИ. Пето. Последствията от тези решения са критични: намаляване на приходите на ЕРП и ВЕИ; увеличаване на загубите на НЕК, която изпадна в технически фалит; отмяна на незаконосъобразните такси за ВЕИ от Конституционния съд; наказателни процедури срещу България от ЕК.

Мерки II ниво: Поемане от членовете на регулатора на публична индивидуална отговорност, като гласуват явно своите решения. Принципите на организация и дейност на КЕВР да са публични и непрекъснато подчертавани.

Основанията са: Първо. Досега не се прилагат основни регулаторни принципи: липсва рамка на счетоводните стандарти за регулирани комунални услуги и съответно бенчмаркинг на разходите. Второ. Разпределението на квоти за регулирания пазар не се базира на принципа за ефективност. Трето. Структурните и системни проблеми на ДКЕВР я правят неспособна да регулира отношенията в сектора в условия на злоупотреби с господстващо положение, корпоративни зависимости и дискриминационно третиране на производителите.

Мерки III ниво: Независимата Комисия следва да се самоиздържа от дейността си, от такси и глоби. Необходимо е силата на нейната експертиза да се увеличи от консилиум от избрани с конкурс авторитетни експерти.

Основанията са: Първо. ДКЕВР няма необходимите финансови и човешки ресурси, за да изпълнява задачите си. Второ. Числеността и компетентността на състава му не съответстват на нуждите от регулация на пазарите на електричество, газ и вода. Трето. Текучеството ерозира експертизата.

ГАЗОВИТЕ ПОЛИТИЧЕСКИ ПРОЕКТИ НА КРЕМЪЛ

ИЗВЪНРЕДЕН ДОКЛАД, ЮЛИ 2015

Ралица Караконова



Този доклад анализира предназначението на два ключови руски газови проекта насочени към България и Европа. Предметът не се оценява положително или отрицателно, анализира се с оглед рисковете пред страната.

При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторът не носи отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носи пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без неговото изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. Може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, от академичния и административен дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

© РАЛИЦА КАРАКОНОВА 2015. Всички права запазени.



Резюме

Докладът проследява развитието на двата руски газови проекта „Южен поток“ и „Турски поток“. Поставя под съмнение мотивите за реализирането им и ги определя като проекти от политически характер. Изказват се съмнения за техните геополитически цели, тъй като не са открити достатъчно неоспорими доказателства, за да бъдат определени като икономически проекти.

Разгледано е финансовото състояние на Руската федерация, както и активизиращите се проекти с Китай, чиито политически цели също са дефинирани.

В заключение са дадени предложения за икономически обосновани начинания, отнасящи се за страната ни, вместо включване в големи, скъпо струващи и рискови газови проекти от руски характер, които няма да доведат до диверсификация на доставките на газ.



Въведение

Газовите инфраструктурни начинания на Русия имат характеристики на проекти с политически характер. Основание за това твърдение дават: периода на стартирането им, съвпадащ с опити да се диверсифицират доставките за Европа (НАБУКО – „Южен поток“; ТАНАП, ТАП – „Турски поток“, „Южноевропейски газопровод“); агресивността по посока на реализиране и натиска върху страните-участници; поставените срокове; неизяснени параметри, като цена на газа, гаранции за количества, чести промени на размера на инвестицията и т.н. Като оставим настрана политическия аспект и погледнем на проектите като на икономически, те може би могат да бъдат по някакъв начин финансово оправдани за руската страна, само ако се изпълнят в рамките на поставените от нея монополни условия.



„Турски поток“¹

По дефиниция, дадена от „Газпром“, *целта* на „Турски поток“ е да подsigури доставките на газ за Турция и Европейските страни.² На практика, обаче руските доставки за Турция вече са обезпечени от „Син поток“ и чрез Транс-балканския газопровод³, а за ЕС – от транзита през Украйна и през „Северен поток“. Русия заявява, че голяма част от капацитета на „Турски поток“ е предназначен за Италия. В това твърдение има две логически несъответствия: 1) Според действащия договор между ENI и „Газпром“, със срок до 2035 г., закупуването на газ се извършва на северната граница на Италия, а не на югоизточната – ако се реализира връзка с „Турски поток“; 2) ЕС се обявя⁴ против изграждане на газопроводна инфраструктура към новия проект.

Русия не разполага с всички техническите средства за извършване на *строителство* по подводната част на газопровода в дълбоките води на „Черно море“.⁵ Държавите, които разполагат с такава технология са САЩ, високотехнологични държави от ЕС, Австралия,

Южна Африка.⁶

Не са издадени никакви *разрешителни* за изграждане на трасето на „Турски поток“. Не е направено пред проектно проучване и няма авторитетна оценка за цената за изпълнението на проекта.

Трасето през, което ще преминава газопровода, беше „определено“ след облитане с хеликоптер от шефа на „Газпром“ Алексей Милер и министъра на енергетиката на Турция Танер Йълдъз. Беше заявено, че страните са определили ключовите точки на маршрута и техническите решения. Входна точка на Турска територия е определена да бъде близо до село Каякьой, а свързващата точка за предаване на газа към турските потребители е Люлебургаз. За изходна точка на турско-гръцката граница е определена местността Ипсила. Дължината на трасето на турска територия се предвижда да бъде 180 км.⁷ Изброените технически решения не са в компетенциите на тези лица. Подобно „определяне“ на един от най-важните аспекти на такъв проект, а именно маршрута, който преминава през гъсто населена, обработвана и урбанизирана територия като тази на Източна Тракия, не характеризира начинанието като сериозно. Това е набелязване; не е завършена фаза на проучване и определяне на трасе. Освен, че не е експертно, не почива на задължителните в случая изследвания и трасиране.

Единствената заявка за *цената на газа* по новия маршрут прави Владимир Путин, по време на съобщението, че няма да строи „Южен поток“, а вместо него предстои да бъде изграден газопровод, с капацитет 63 млрд. м³/год., по дъното на „Черно море“, свързващ Русия и Турция, и с крайна точка турско-гръцката граница. Тогава руският президент заявява, че ще направи 6% отстъпка от цената на 14 млрд. М,⁸ които ще бъдат транспортирани годишно за Турция по газопровода. Няма данни за по-нататъшни разговори и договори.

След среща на Алексей Милер с Танер Йълдъз на сайта на „Газпром“ беше качена информация, че 660 км. от газопровода ще минават по морското трасе на „Южен поток“, след което то ще се отклони за още 250 км. към европейската част на Турция.⁹ В съответствие с тези обявени планове е изкупуването (от „Газпром“ на 29 декември 2014 г., за 883 млн. евро¹⁰) на дяловете на останалите участници в проектната компания „Южен поток – Транспорт Б.В.“¹¹ като по този начин „Газпром“ става едноличен собственик на дружеството. Тази стъпка цели да покаже сериозността на намерението на Русия да строи „Турски поток“, чрез евентуално използване на същата компания за изграждане на основната (подводна) част на газопровода. В същото изявление се казва още, че „Газпром“ ще извърши строителството на морския участък за своя сметка, а транспортната мрежа на турска територия ще бъде изградена съвместно. Посочено е още, че в близко бъдеще ще бъде „получено разрешение за провеждане на FEED операции за новият турски подводен участък“¹². FEED представлява оценка върху техническите изисквания и размера на суровата инвестиция в даден проект. Подобно проучване се използва като основа за сключване на договори за изпълнение на проекти и на базата на него се проектира. За големите проекти, обикновено е необходима около една година за издаване на такава оценка.¹³ Няма подобен проект в света, който да е реализиран в кратките срокове, заявявани от Русия.¹⁴

Турция вече е вторият (първият е Германия) по големина пазар на руски газ – с 27,4 млрд. м³, (58% общия пазар в Турция), за 2014 г.¹⁵ Русия е най-големия доставчик на газ в Турция, следвана от Иран (19%). Ако получи допълнителни количества газ от същото направление, турската страна би станала почти изцяло зависима (75%) от руските доставки. Това би било оправдано, само ако Турция се превърне в разпределител и

снабдител за ЕС, което би могло да помогне и на желанието ѝ за членство в съюза. В идеалния за нея сценарий Турция би се превърнала не само в транзитна страна на газ, но и в продавач на границата с Гърция. За целта ще бъде необходимо Турция да изгради газохранилища, тъй като в момента възможностите ѝ да складира газ са ограничени. Оттук следва, че целта на проекта е по тръбата да бъдат транзитирани 49 млрд. м³ газ за Европа.

Министърът на енергетиката на Турция тиражира идеята да бъде изграден LNG терминал, съвместно с Русия на границата с Гърция.¹⁶ На фона на тези събития нараства вноса на втечен газ в Турция. През миналата година Турция беше третия най-голям вносител на втечен газ за Европа (5.45 млн. тона), след Великобритания и Испания.¹⁷

Турция не крие желанието си да се превърне в енергиен разпределителен център на региона.¹⁸ Стратегическата ѝ локация и връзките с държави-производители на газ са предпоставка за обективност на това намерение. Тази стратегическа цел в известна степен обяснява готовността на Турция да се включи в проект като „Турски поток“. От друга страна президента Ердоган твърдо подкрепя TANAP, като подчертава, че няма друга алтернатива на този проект.¹⁹ Освен това „Турски поток“ все още е хипотетичен проект, докато по TANAP има сключени договарености и са предприети дейности.

Другото балканско правителство, което активно подкрепи „Турски поток“ е в Атина. Министърът на енергетиката твърди, че има „огромен интерес“ към проекта от страна на гръцките компании. Не трябва да се пренебрегва състоянието, в което се намира гръцката държава и факта, че въпреки че тя е страна-член на ЕС, нейното правителство е известно със симпатиите си към Кремъл. Това личи и от действията ѝ по подписване на Меморандум на 18.06.2015 г. за сътрудничество между Гърция и Русия за изграждането на продължение на „Турски поток“ на територията на Гърция. От друга страна позициите на Македония и Сърбия окончателно спират Турски поток на границата с Гърция.

Неразбирателството между Русия и Турция, което забавя проекта, произтича от различните стратегически цели, които те си поставят. Турция се стреми да получи конкурентна цена на газа и да продава на Европа, докато Русия иска да „залее“ турския пазар и да блокира алтернативни източници за транзит на газ през страната.

Липсата на: взаимност и балансираност в мненията и интересите на основните страни, участници в проекта; междуправителствено споразумение²⁰; икономическа обосновка; проект за трасето и за техническото му изграждане; договори; разрешителни; оценка за въздействие върху околната среда; яснота за това, кой ще бъде крайния купувач, превръща проекта от енергиен в политически. Като енергиен проект „Турски поток“ няма правни основания и доказана икономическа възвръщаемост; като политически - има две обяснения: 1) изпреварване и заемане на разширяващия се пазар в района на Истанбул преди изграждането на ТАНАБ; и, 2) натиск и заплахи срещу Украйна и България, санкции за българската солидарност с позициите на ЕС.

Поради факта, че проектът не отговаря на никой от поставените по-горе въпроси, тук го сканираме като плосък политически мит, политическа пропаганда, чието предназначение има задкулисна цел.



Реакции по отношение на „Турски поток“

Българските медии. Темата за „Турски поток“ намира почва у тези медийни кръговете у нас, които смятат, че България изпълнява нарежданията на САЩ в тяхното противопоставяне на Русия.²¹ България се посочва като основен губещ (наравно с Украйна), от новия проект „Турски поток“, с акцент върху това, че страната ни изпада от енергийната политика на Европа. От друга страна като основен печеливш се показва Турция, която ще стане новият стратегически партньор на Русия за Европа, за сметка на Германия. Отбелязва се, че тази роля на енергиен разпределител можеше да бъде поета от България.²²

Позицията²³ на българската страна, изразена от премиера Бойко Борисов, относно желанието за изграждане на газов хъб и готовността за изграждане на „Южен поток“, но според условията на ЕС, е предпазваща и избягваща конфронтации и възможности за атака.

От друга страна, *Брюксел* се отнася пренебрежително към отправените от страна на Русия заявки-нападки, че руската страна ще построи инфраструктурата до турско-гръцката граница и ще чака ЕС да изгради довеждащата инфраструктура. Това отношение на ЕС към проекта го дискредитира, тъй като показва, че Европа не отчита проекта като реален и приложим, а по-скоро като шантаж и показва, че не се поддава на поредната провокация на Москва. Брюксел е твърд и категоричен, че няма да се свързва по какъвто и да е начин с „Турски поток“²⁴, което обезличава изказванията на Алексей Милер²⁵ и парира руските намерения.

Друг признак е нивото на комуникация на „Газпром“ с крайния потребител, какъвто е ЕС – чрез пресконференции. Руската страна упорито настоява в официални изказвания, че с изтичането на договора през 2019 г. тя ще прекрати транзита на газ през Украйна и газа ще идва само по „Турски поток“ до границата на Турция с ЕС, но това не е входна точка по договорите на „Газпром“ с държавите от ЕС. Още една гаранция срещу подобен развой на събитията след 2019 г. е правото на президента на САЩ да налага санкции на „Газпром“, ако компанията намали доставките на газ за страните-членки на НАТО или Украйна, Молдова и Грузия²⁶. Със силата на Енергийният съюз Европа разполага с инструмента, с който да отвърне на опитите на Русия да монополизира доставките на газ. Освен това няма подписано нито едно намерение за договор от крайни купувачи на природен газ от Турски поток (на лице е единствено Меморандум с Гърция).



Хипотези относно „Турски поток“

1) При настъпването на неизбежния провал газовият енергиен проект може да се превърне в политически пасив за двете държави, който да доведе до влошаване на отношенията помежду им (по примера с България и „Южен поток“). Тогава политическите ползи за Москва могат да бъдат:

- представяне на Турция в светлината на ненадежден партньор по енергийните проекти на ЕС и съответно удар срещу ТАНАП и ТАП;

- влошаване отношенията между Турция и Азербайджан; спиране на проекта за доставка на азерски (и ирански) газ, който превръща Турция в основен конкурент на Русия за доставките на газ за Европа. Форсирането на проекта от страна на Москва и поставянето на срокове (2016²⁷), изпреварващи тези на ТАНАП (2018 – Турция; 2019 – Италия), (след определянето на Южния газов коридор като стратегическа цел на ЕС), също говорят за такива намерения на Кремъл. В подкрепа на тази хипотеза се явяват и неговите действия, насочени към дестабилизация на Азербайджан²⁸ и заплахата с грузинския пример.²⁹

2) Европейският енергиен съюз може да реши да купува газ от руско-украинската граница, използвайки хранилищата на Украйна. Това би означавало, че въпреки руските опитите за диверсификация на трасето, транзитът на газ през Украйна остава незаменим³⁰, както за ЕС, така и за Русия. Такива привилегирани отношения на ЕС с Русия може да изолират Турция от европейския газов пазар. Вероятно е, Турция да не вижда сигурност по проектите с ЕС и може би това е и причината всички те да се бавят³¹. За това спомагат историческата обремененост на отношенията Турция – ЕС по отношение на членството, подклаждано от „вниманието“, което Русия обръща на Турция. От друга страна подобни инфраструктурни проекти са скъпи, изискват гаранции и сигурна прогноза за приходите.

4) Русия вече е инвестирала 4,7 млрд. \$ в сухопътното трасе на „Южен поток“³². След възпрепятстването на проекта от ЕС президентът Путин обявява „Турски поток“ като заместител на „Южен поток“. Изглежда, че единствената разумна логика е желанието на руската страна да не изгуби направената досега инвестиция. По този начин желанието на „Газпром“ е да минимизира потъналите вече вложени средства, като ги пренасочи по линията „Турски поток“ или реализира „Син поток 2“ – допълнителна тръба по трасето на „Син поток“.



„Южен поток“

„Южен поток“ е вече разкрит политически проект. Той преследваше няколко цели. Една от тях е да се *изнудва Украйна*, за да прехвърли собствеността върху мрежата от тръбите за доставка на газ на Русия, в замяна на доставки на по-евтин газ.³³ Въпреки, че Украйна беше тежко зависима от доставки на руски газ, тя не се огъна пред заплахите за спиране на доставките нито след военната интервенция на суверенната ѝ територия, нито след активизацията на строителството на „Южен поток“ и заканите на Русия за прекратяване на газовите доставки през Украйна и замяната им с такива по трасето на „Южен поток“/ „Турски поток“. Транспортната инфраструктура, остана нейна собственост. Именно това прави двете страни взаимно зависими от доставките на газ и дава на Украйна едно конкурентно предимство, срещу заплахите на Русия.

Другата политическа цел на „Южен поток“ беше *спирането на проекта на НАБУКО* и запазване монопола на доставките за Европа. „Южен поток“, също както и „Турски поток“, имаше за цел да пречи на опитите за диверсификация на Европа, чрез монополизиране на доставките от западно направление. Това са демонстративни проекти, които целят да покажат силата на Русия и да запазят положението ѝ на монополист. Това бяха намеренията, а реалните действия, предприети по тях, целят да придадат достоверност на начинанията. Доказателство за това, че в очите на Русия проекта „Южен поток“ никога не е бил реален е факта, че тя не инициира *процедура по дерогация* от енергийното

законодателство на ЕС, както направи, например, с проекта ОПАЛ (OPAL).

Никога не е било доказано, че има икономическа логика от заобикалянето на Украйна в доставките за Европа. Това твърдение е валидно с еднаква сила, както през целия период от взимането на решение за изграждане на „Южен поток“, така и сега. Това подкрепя оценката за политическия характер на начинанието. „Южен поток“ е проект за диверсификация, но на руски маршрути, а не на източник и на условия за доставка.



„Южен поток“ – техническо изпълнение на заявените параметри.

Инфраструктурата, която трябва да захрани „Южен поток“ не е реализирана. Започва да се изгражда морския участък, без да е доведена инфраструктурата до входната точка на брега на Черно море. На сайта на „Газпром“³⁴ в графата за Южния газов коридор, където преди беше проекта за „Южен поток“, (сега е заменен с „Турски поток“), на посочената картата на маршрута, всички компресорни станции (общо 12) са обозначени като в процес на изграждане, с изключение на 2 („Писаревка“ и „Кубанская“).

В компресорна станция „Руская“ (при Анапа), която по проект трябва да нагнетява газа за транспортиране под водата, има инсталиран само 1 компресор (32 MW) от необходимите 14.³⁵

Няма доказателство, че технически Русия ще успее да нагнети и достави 63 млрд. м³ газ на българския бряг. Най-високото налягане на компресорните станции, което тя е постигнала е 250 Ata в компресорна станция Beregovaya CS, (която захранва „Син поток“). Следователно липсва доказателство, че „Газпром“ ще успее да изпълни заявените си намерения и да запълни капацитета на тръбата. Още повече, че подводния участък на газопровода е повече от 2 пъти по-дълъг от този на „Син поток“. В обичайната практика, компресорните станции са разположени на около 80 – 120 км³⁶ една от друга. („Бреговая“ доставя газ на близо 400 км.)

Таблицата показва основните параметри на (не)действащите руски газови проекти:

	Син поток	Северен поток	Южен поток	Турски поток
дължина ³⁷	393 км ³⁸	1,224 км ³⁹	931 км	910 км
дълбочина ⁴⁰	2,150 м ⁴¹	210 м ⁴²	2,200 м	2,200 м
Ø на тръбата	24-in (61-cm) ⁴³	48 in ⁴⁴	32-in (81-cm)	
налягане	250 Ata ⁴⁵	220Ata ⁴⁶ (366MW)	280 Ata ⁴⁷	
капацитет	16 млрд.м ³ /год ⁴⁸	55 млрд. м ³ /год. ⁴⁹	63 млрд.м ³ /год	63 млрд.м ³ /год

Решението на „Газпром“⁵⁰ (от 01.07.2015 г.) да преустанови разширяването на системата от тръбопроводи, която се предвиждаше да захранва „Южен поток“ („Турски поток“), окончателно показва края на двата проекта.



Руските причини за спирането на проекта „Южен поток“

Причините за спиране на проекта, посочени от „Газпром“ в годишния отчет⁵¹ са отдадени на „редица негативни външни фактори“, между които „натиска на ЕК, оказан върху правителството на България. ... Решението на българското правителство да спре всякакви дейности по подводните и наземните части, което доведе до изоставане от графика“, както и сблъсъка с Третия енергиен пакет.

Изявленията на президента Путин относно спирането на проекта бяха насочени към това да се акцентира върху пропускането на ползите от него. С това се цели да се насади обществено недоволство и да се настроят европейските държави-участници по проекта една срещу друга и срещу ЕС. Изказването на руския президент, че България ще губи по 400 млн. евро годишно от пропуснати ползи, заради спирането на „Южен поток“⁵² е напълно популистко, защото не почива на никакви аргументи. Никога не са били договаряни нито количествата газ, нито таксите за преноса. „Газпром“ не се е обвързвал с конкретните параметри по ангажимента за доставка. Следователно измерението на тези български загуби е абсолютно абстрактно.

Акцентирането върху външния виновник (България, която не може да устои на натиска на Европа), за спирането на проекта е необходимо на Русия, за да оправдае, пред гражданите си, направените до момента разходи. Разочарованието от страната ни и нейното наказание са видими от изричното ѝ изключване от новия проект („Турски поток“), за сметка на Гърция.

Владимир Путин обявява прекратяването на проекта „Южен поток“, но официално уведомление до страните-участници по проекта все още не изпратено, така че юридически проектът не е приключен. Тук възниква въпросът, могат ли да се търсят санкции от страните-участници по проекта за *забавяне* на изпълнението му от страна Русия?



Реалните причини за спирането на проекта „Южен поток“

След сблъсъка с европейското законодателство, за Русия отпадна и политическата логика от такава скъпо струваща инвестиция в инфраструктура, която не може да контролира. В този смисъл изглежда разумен стремежът да се пренасочи инвестицията към страна извън ЕС, към „Турски поток“. По този начин, вместо да се съобрази с нормите на Европа – да позволи достъп на трети страни до инфраструктурата, Русия може да се превърне в „трета страна“ с амбицията да използва ТАП. Подобна заявка от страна на Русия има за цел да обезсмисли проекта ТАНАП, като го конкурира.

Поради наложените ѝ *санкции*, Русия не успя да намери финансиране от международни финансови институции, а *крахът на рублата* оскъпи проекта „Южен поток“, както и всеки друг руски проект, който е в чужда валута.

„Турски поток“ пропада поради същите причини, поради които и „Южен поток“: 1) отказа на ЕС да подкрепи проектите; 2) влошеното финансово състояние на „Газпром“. Използването на компанията („Газпром“) за реализиране на геополитически цели,

възпрепятства нейното нормално функциониране и реализация да полезни икономически инициативи.



Финансови възможности на Русия

На 6 август 2014 г. с указ президентът Путин забрани вноса на селскостопанска продукция и суровини от ЕС, САЩ, Австралия, Канада и Норвегия. Това доведе до спад в предлагането на пазара, а оттам и до увеличение на цените. Именно тогава започва ръста на инфлацията. Цените на стоките и услугите се покачват с около 4,7% през 2014 г., спрямо предходната.⁵³

След колапса на рублата през втората половина на 2014 г. повечето инвеститори продават руските си активи. Това води до обезценяване на рублата и заплаха от финансова криза. Две са основните причини за това:

1) Първата е спадът в цената на петрола с близо 50% през 2014 г. Петролът е основен компонент от износа на Русия. „Газпром“ генерира около 80% от приходите си, като снабдява около 1/3 от търсенето в Европа.⁵⁴; 2) Втората е резултатът от международните икономически санкции наложени на Русия, след анексията на Крим и руската военна намеса в Украйна. Кризата засегна руската икономика, както от страна на потребителите, така и от страна на фирмите и регионалните финансови пазари. Руският фондов пазар претърпя големи спадове от 30% в индекса RTS от началото на декември до 16-ти същия месец през 2014 г.⁵⁵

След драстичното понижение на валутните резерви на Русия, които към месец май са около 360,5 млрд. долара, Централната банка започна да купува по 100 или 200 млн. долара на ден с цел да може в следващите 3 – 6 години да повиши резервите до предходното ниво от около 500 млрд. долара. Тези действия, предприети от гуверньора на Централната банка на Русия, Елвира Набиулина, са с цел да защити икономиката в сегашните условия на криза, в които тя се намира срещу изтичането на капитали и евентуални нови шокове.⁵⁶ Подобни заявки, направени от управителя на централната банка, са сигнал за влошеното финансово състояние на Русия.

Тъй като държавата субсидира много свои дейности от бюджета и Резервния фонд, който се изчерпва, е наложително те да бъдат прекратени. Още повече, че регионалните бюджети формират допълнителни дефицити, поради разходи за издръжката на бежанците⁵⁷ от Украйна. В постановление № 325-п на правителството на Волгоградска област от 7 юли 2014 г.⁵⁸ е установен норматив за разходите по издръжката на бежанци от 800 рубли на ден. Това означава, че от юли 2014 г. тази сума е в размер на около 80 милиарда рубли. Бившият министър на външните работи на Турция (Яшар Якъш) оценява проекта „Турски поток“ на стойност 12 млрд. долара.⁵⁹ Единствено руската „Сбербанк“ е заявила готовност да влезе в обсъждания за финансиране на проекта.⁶⁰ В условията на наложените от ЕС и САЩ санкции, Русия трудно би намерила инвеститор, (а това е необходимо, тъй като практиката е проектите от такъв характер да се финансират с около 30% собствен капитал и 70% привлечен, който се изплаща с функционирането на съоръжението). Като добавим факта, че липсва икономическа обосновка на проекта това става невъзможно на този етап. Финансовия отчет на „Газпром“ за 2014 г.⁶¹ показва, че намаляват приходите от продажба на газ, спрямо 2013 г.⁶² и нетните приходи от продажби

на услуги по транспортиране на газ извън Русия и страните от бившия съветски съюз, т.е. към Европа и други държави.



Активизиране на руските проекти с Китай

На 21.05.2014 г.⁶³ след повече от 10 години преговори, Русия сключва договор с Китай за износ на руски газ. Документът е подписан между „Газпром“ и „Китайска национална петролна корпорация“⁶⁴ (CNPC). Договорът е за 38 млрд. м³ газ/ год. и е със срок 30 години.⁶⁵ Година по-късно на 23 май 2015 г. „Газпром“ и CNPC, договарят авансово плащане на 25 млрд. долара по договора за газ.⁶⁶ Общият обем на руските инвестиции ще е 55 млрд. долара.⁶⁷ Основните параметри по договора се пазят в тайна. Изглежда, че сделката е по-необходима на Русия, отколкото на Китай, тъй като руснаците форсираха преговорите като направиха отстъпки от цената на газа. За Китай газовите доставки са важни от гледна точка на намаляване замърсяването на въздуха, както и за да разнообрази енергийните си източници, но не са критично необходими, могат и без тях. Русия използваше тези проекти, за сплашване на Европа. Те бяха представяни като конкурентни на доставките за Европа. В смисъл, че ако Европа не се подчинява на руските условия, газа може да бъде пренасочен към Китай. Единият пазар ще замени другия, което е абсурдно твърдение, тъй като количествата, които се транспортират за Европа надвишават почти със 100 млрд. м³ тези, които са договорени с Китай (38 млрд. м³). „Газпром“ по-скоро се опитва да си подсигури втори голям пазар, (освен турския) тъй като европейския постепенно се изплъзва от контрола ѝ. Поредно доказателство за това е предоставено от Украйна на 1 юли, когато тя престава да купува газ от „Газпром“. Въпреки всичко изброено, в ситуацията на договорено авансово плащане и наличие на сключен договор Русия ще трябва да пренасочи усилията си към изпълнение на проектите с Китай.

Констатацията е, че Русия губи пазарите си и се опитва да излезе на нови.



Предложения за въздействие (за възползване от ситуацията)

Поради стратегическото си положение държави като България, Румъния и Гърция имат амбицията да бъдат разпределители на газ, да участват в големи енергийни проекти, но това са държави, в които потреблението и търсенето на газ не е толкова голямо, следователно би било добре да се възползват от локацията си и да инвестират в малки проекти, газохранилища и свързаност. Защото независимо какви политически проекти и корпоративни интереси се опитват да се прокарат, в крайна сметка пазарът определя търсенето.

Действия в краткосрочен план с дългосрочни перспективи: България би трябвало да развива интерконекторните си връзки със съседните държави, да инвестира в газохранилища, да развива местния добив на газ (по примера на Румъния) и да премахне мораториума за проучване на шистов газ, което ще отпусне чуждестранни инвестиции в добива на шистов газ. Очертава се в следващите години цените на доставките на

газ да се конкурират и следователно да бъдат зависими от съществуващи, изградени и готови за ползване транзитни мрежи и от газохранилища, затова именно България трябва да инвестира в тези направления, за да може да се възползва от локацията си и от това, че е външна граница на ЕС, вместо да се ангажира в скъпоструващи, големи енергийни проекти. Така с неголеми усилия и разходи България ще може да е пълноценна транзитираща страна за доставки от новите доставчици на газ към енергоемките икономики на развитите държави от ЕС.

Необходимо е да се направи правен анализ на договорите по проекта „Южен поток“ и да се прецени дали страната ни може да поиска обезщетение (да предяви претенции) за пропуснати ползи или за „забавянето“ (тъй като официално той все още не е спрял) на проекта, по който България е направила инвестиции и значителни разходи.



Заклучение

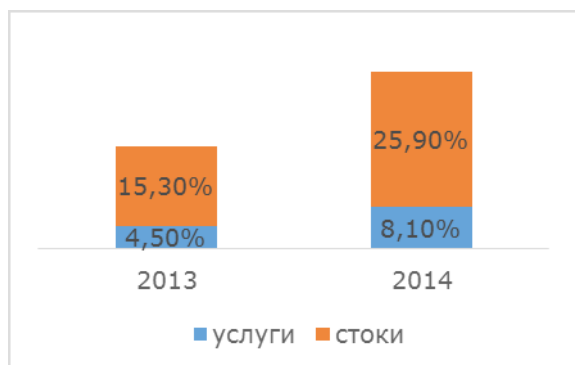
Русия използва икономически проекти, за да постига политическите си амбиции, а това ѝ струва много скъпо. „Южен и Турски потоци“ изразходваха значителни финансови ресурси и сега са спрени. В същото време Газпром бързо губи значителни пазари в Европа и Украйна. Въпреки че Европа продължава да бъде зависима от руските доставки на газ, тази зависимост бързо намалява. Вече е видима и обратната зависимост. Руският бюджет силно намалява приходите си от продажба на енергоресурси.

В европейския газов сектор има нов баланс между доставчици и потребители. Както прогнозира ЛУР още през февруари 2014 г.⁶⁸, цените на газовият пазар все повече ще зависят от търсенето, а не от монополното предлагане.

Бележки:

- ¹ <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/6/>
- ² „Проекта наречен „Турски поток“ има за цел да подsigури доставките за Турция и Европейските държави“ (gazpromexport.ru)
- ³ От 1987 – 6 млрд. м³/год. и през 1998 се сключва договор за допълнителни 8 млрд. м³/год. до 2022 г. <http://www.gazpromexport.ru/en/partners/turkey/>
- ⁴ Марош Шевчович: Европейските държави имат дългосрочни договори с Газпром, в които са уточнени входните точки на доставка „съмнявам се, че това място е Гръцко-Турската граница“ <http://www.euractiv.com/sections/energy/sefcovic-turkish-stream-will-not-work-311836>
- ⁵ „Син поток“ беше изграден от ENI
- ⁶ <http://www.offshore-technology.com/contractors/offshore-contractors/>
- ⁷ <http://www.gazprom.com/press/news/2015/february/article217568/>
- ⁸ Това е количеството газ, което в момента се транспортира, чрез Транс-балканския газопровод, през България и Румъния по действащия договор със срок до 2022 г.
- ⁹ <http://www.hurriyetdailynews.com/turkey-russias-gazprom-survey-new-pipeline-route-.aspx?pageID=238&nID=78053&NewsCatID=348>
- ¹⁰ 29 Декември 2014 г., „Днес ОАО „Газпром“ подписа споразумение с Eni (20%), EDF (15%) и Wintershall (15%) за придобиването на 50% от акциите на „Южен поток транспорт Б.В.“ Така общият дял на ОАО „Газпром“ в дружеството „Южен поток транспорт Б.В.“ става 100%. <http://www.south-stream-offshore.com/bg/novini-i-medii/sobshcheniya-za-presata-gazprom-kupuva-vsichki-dyalove-v-yuzhen-potok-transport-78/>
- ¹¹ [South Stream Transport B.V. http://www.gazprom.com/f/posts/94/192928/gazprom-financial-report-2014-en.pdf](http://www.gazprom.com/f/posts/94/192928/gazprom-financial-report-2014-en.pdf)
- ¹² „Южен поток транспорт Б.В.“ (South Stream Transport B.V.) е международно смесено дружество, отговорно за изграждането на подводната част от газопровода; компанията е създадена с цел планиране, изграждане и последваща експлоатация и дейности на подводната част на газопровода по дъното на „Черно море“ http://www.south-stream-offshore.com/media/documents/pdf/bg/2012/12/sstbtv_zadanie-za-obkhvata-i-sdrzhanieto-na-ovoss-blgarski-uchastk 46 bg 20121221.pdf
- ¹³ <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/6/>
- ¹⁴ FEED (Front End Engineering Design) – <http://www.epcengineer.com/definition/556/feed-front-end-engineering-design>
- ¹⁵ Виталий Маркелов (19.05.2015г.): „Полагането на газопровода „Турски поток“ в плитководната част на трасето на руска територия ще започне в първите десет дни на юни, съобщи, зам.-шеф на управление в „Газпром“.
- ¹⁶ Алексей Милер (08.05.2015г.): „В „Газпром“ е взето решение за началото на строежа на морското трасе на „Южен поток“, от днес вървят работите по подготовката и мобилизацията за началото на строежа“ (интервю за тв. „Русия 24“)
- ¹⁷ Алексей Милер (27.01.2015 г.), след работна среща в Анкара с Танер Йълдъз: „Споразумяхме се да организираме работата така, че да подпишем междуправителствено споразумение през второто тримесечие на тази година и да започнем доставките на газ през септември 2016 г. Определихме пътя на новия проект „Турски поток“ по дъното на Черно море. Предстои уточнение на трасето на газопровода на турската територия и точката за пресичане на турско-гръцката граница“. <http://www.gazprom.com/press/news/2015/january/article213570/>
- ¹⁸ По данни на „Газпром“ <http://www.gazprom.com/press/news/2015/january/article213570/>
- ¹⁹ <http://www.hurriyetdailynews.com/turkey-may-suggest-ling-project-to-russia.aspx?pageID=238&nID=75507&NewsCatID=348>
- ²⁰ <http://www.lngjournal.com/lng/>
- ²¹ Реджеп Ердоган: „Планираме да направим Турция енергиен разпределителен център на региона“ <http://www.enerji.gov.tr/en-US/News/Groundbreaking-Ceremony-of-TANAP->
- ²² Танер Йълдъз: <http://www.enerji.gov.tr/en-US/News/12-Istanbul-International-Petroleum-Fair->
- ²³ Реджеп Ердоган: „Така както този проект (ТАНАП) не е алтернатива на никой друг, така и няма алтернативи на него.“ <http://www.enerji.gov.tr/en-US/News/Groundbreaking-Ceremony-of-TANAP->
- ²⁴ Подписан е само Меморандум между относно намерение за изграждане на газопровод по дъното на Черно море, между Русия и Турция с капацитет 63 билиона м³. Подписан от Алексей Милер („Газпром“) и Мехмед Конук („Боташ“) в присъствието на Владимир Путин и Реджеп Ердоган. (01.12.2014 г.) <http://www.gazprom.com/press/news/2014/december/article208505/>
- ²⁵ <http://pik.bg/%D1%81%D0%B0%D1%89-%D0%B1%D1%83%D0%BD%D1%8F%D1%82-%D0%BC%D0%B0%D0%BA%D0%B5%D0%B4%D0%BE%D0%BD%D0%B8%D1%8F-%D0%B7%D0%B0%D1%80%D0%B0%D0%B4%D0%B8-%E2%80%9E%D1%82%D1%83%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B8-%D0%BF%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%BA%E2%80%9D-news335088.html>
- ²⁶ <http://strogosekretno.com/236/13/%D0%A2%D1%83%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B8-%D0%BF%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%BA%E2%80%93%D0%B5%D0%B0%D0%B8%D0%B3%D0%B8%D0%B9%D0%BD%D0%B0%D0%B2%D0%BB%D0%B5%D0%B7%D0%B5-%D0%B2-%D0%B3%D0%BE%D1%80%D0%B5%D1%89%D0%B0-%D1%84%D0%B0%D0%B7%D0%B0.html>
- ²⁷ Бойко Борисов (08.04.2015 г.): „Унгания е суверенна държава, Македония, Сърбия, Гърция, Турция - също. Те могат да се срещат не само за „Турски поток“, но и за каквото си пожелаят. В нашия разговор с президента Ердоган, сега Петкова ще ходи и до Москва, сме заявили желанието да си направим газов хъб с 4-5 източника на газ, спешно построяване на интерконектора с Гърция. Заявили сме „Южен поток“ с трети либерализационен пакет. До ден днешен нямаме писмено прекратяване на договора от руска страна“ <http://www.vesti.bg/>

- bulgaria/politika/borisov-uestinghaus-sa-dobre-doshli-kato-strategicheski-investitor-6034314
- ²⁴ <http://www.euractiv.com/sections/energy/sefcovic-turkish-stream-will-not-work-311836> Мигел Ариас Канете (21.04.2015 г.), комисар по въпросите на климата и енергетиката: „ЕС няма да строи инфраструктура за „Турски поток“, а за Южния газов коридор“.
- ²⁵ Алексей Милер (14.01.2015): „Турски поток“ е единственият маршрут за бъдещи доставки до Европа на 63 милиарда кубични метра руски газ, преминаващи сега транзитно през Украйна. Русия ще прекрати изцяло транзита на природен газ през Украйна и ЕС ще трябва да купува суровината от Турция. Европейските партньори на „Газпром“ са информирани за това и сега задачата им е да се създадат необходимите газопреосни структури от границите на Турция и Гърция“ (на срещата с вицепрезидента на ЕК Марош Шефчович.) <http://www.gazprom.com/press/news/2015/january/article212264/>
- ²⁶ По силата на [Ukraine Freedom Support Act of 2014](http://www.ukraine-freedom-support-act.com)
- ²⁷ Алексей Милер (07.05.2015 г.): „Разбрахме се да започнем с изграждането и да започнем доставките през декември 2016 г.“, след работна среща в Анкара между Алексей Милер и Танер Йълдъз (МЕ на Турция) <http://www.gazprom.com/press/news/2015/may/article226027/>
- ²⁸ <http://www.stratfor.com/analysis/armenia-azerbaijan-russia-west-and-nagorno-karabakh>
- ²⁹ Русия на практика (без да има формален акт) анексира грузинските територии Южна Осетия и Абхазия. Тези територии са военно и икономически усвоени, по силата на споразумение за защита на границите. („Договор за съюз и интеграция“). Владимир Путин: „Ще бъде създадена съвместна зона за защита и сигурност между двете страни, митническите ни агенции ще се интегрират и гражданите ни ще могат да преминават границата свободно“ http://europe.actualno.com/Rusija-oficialno-poe-voennata-zashtita-na-Ujna-Osetija-news_462780.html#ixzz3cYDK1NyE
- ³⁰ доказателство за това е ангажирането с финансово участие на ЕС и САЩ в рехабилитация на украинската газопреосна мрежа.
- ³¹ Без алтернативния азерски и ирански газ по Южния коридор интерконекторът между България и Турция няма икономическо обосноваване и не представлява гаранция за сигурност на газовите доставки.
- ³² <http://www.interfax.ru/business/411556>
- ³³ <http://www.reuters.com/article/2012/01/13/ukraine-russia-gas-pipelines-idUSL6E8CD21N20120113>
- ³⁴ <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/southern-corridor/>
- ³⁵ <http://www.gazprom.com/press/news/2013/december/article179871/>
- ³⁶ <http://www.gazprom.com/press/news/2005/november/article63339/>
- ³⁷ Дължина на подводния участък
- ³⁸ <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/transportation/>
- ³⁹ <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/transportation/>
- ⁴⁰ Максимална дълбочина
- ⁴¹ <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/blue-stream/>
- ⁴² <http://www.europipe.com/121-1-Nord-Stream.html> <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/nord-stream/>
- ⁴³ <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-71/issue-8/flowlines-pipelines/designing-large-diameter-pipelines-for-deepwater-installation.html> http://members.igu.org/html/wgc2003/WGC_pdffiles/10636_1046739948_7644_1.pdf
- ⁴⁴ https://www.google.bg/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=6&cad=rja&uact=8&ved=0CEUQFjAF&url=https%3A%2F%2Fwww.nord-stream.com%2Fdownload%2Ffile%2Fdocuments%2Fpdf%2Fen%2F2014%2F08%2Fthe-nord-stream-pipeline-project_12_20140805.pdf&ei=HuOLVfmkNoGOsAHss4_ABW&usq=AFQjCNHAd39704dPrZI_TFVrXdDc52xPMg&sig2=mAlfGuaeG7NhI6aqMmFpJw&bvm=bv.96782255,d.bGg
- ⁴⁵ Намираща се на крайбрежието на „Черно море“ близо до Осиповка, „Бреговая“ КС (компресорна станция) е с капацитет 150 MW, което позволява на станцията да генерира налягане от 250 атм. <http://www.gazprom.com/press/news/2005/november/article63339/>
- ⁴⁶ „Компресорна станция „Портовая“ ще се превърне в уникално съоръжение за пренос на газ с капацитет 366 MW и налягане 220 Атм, която няма аналог в света.“ http://www.gazprom.com/f/posts/86/569604/portovaya_eng.pdf
- ⁴⁷ <http://www.gazprom.com/press/news/2013/december/article179871/>
- ⁴⁸ Леонид Чугунов: „Налягането ще бъде около 280 атм. Максимално налягане = 284 bar (<http://www.south-stream-offshore.com/esia/> - клип)
- ⁴⁹ През 2013 г. газопроводът достави 13,6 млрд. куб. м газ <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/1/>
- ⁵⁰ <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/>
- ⁵¹ <http://www.forbes.ru/news/293267-gazprom-otkazalsya-rasshiryat-gazoprovod-dlya-turetskogo-potoka>
- ⁵² <http://www.gazprom.com/f/posts/94/192928/gazprom-annual-report-2014-en.pdf>
- ⁵³ Владимир Путин: „Ако България не може да се държи като суверена страна, то поне нека да поиска от ЕК компенсация за пропуснати ползи, защото в държавния бюджет щяха да влизат от транзитни такси не по-малко от 400 млн. €/ год.“ <http://www.euractiv.com/sections/global-europe/russia-says-south-stream-project-over-310491>
- ⁵⁴ Годишен ръст на цените на стоки и услуги в Русия, Източник [Росстат](http://rosstat.ru)



⁵⁴ Руския износ на газ към Европа, Източник: „Газпром“

В млн.м³	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Австрия	6	6	6,8	6,6	5,4	5,8	5,4	5,6	5,4	5,4	5,2
Белгия	—	—	2	3,2	4,3	3,4	0,5	0,5	—	—	—
Дания	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,3	0,3
Естония	0,8	0,9	1,3	0,7	0,9	0,6	0,8	0,4	0,7	0,6	0,7
Финландия	5,1	5	4,5	4,9	4,7	4,8	4,4	4,8	4,2	3,7	3,5
Франция	11,2	14	13,2	10	10,1	10,4	8,3	8,9	8,5	8,2	8,6
Германия	35	40,9	36	34,4	34,5	37,9	33,5	35,3	34,1	34	41
Гърция	1,9	2,2	2,4	2,7	3,1	2,8	2,1	2,1	2,9	2,5	2,6
Ирландия	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,3	0,5
Италия	19,8	21,6	22	22,1	22	22,4	19,1	13,1	17,1	15,1	25,3
Латвия	2,4	1,2	1,4	1,4	1	0,7	1,1	0,7	1,2	1,1	1,1
Литва	2,9	2,9	2,8	2,8	3,4	2,8	2,5	2,8	3,2	3,1	2,4
Нидерландия	2,3	2,7	4,1	4,7	5,5	5,3	4,3	4,3	4,5	2,9	2,9
Швейцария	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Турция	12,9	14,5	18	19,9	23,4	23,8	20	18	26	27	26,7
Великобритания	—	—	3,8	8,7	15,2	7,7	11,9	10,7	12,9	11,7	16,6
Босна и Херцеговина	0,2	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2
България	2,9	3	2,6	2,7	2,8	2,9	2,2	2,3	2,5	2,5	2,9
Хърватия	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,2	1,1	1,1	—	—	0,2
Чехия	7,4	6,8	7,4	7,4	7,2	7,9	7	9	8,2	8,3	7,9
Унгария	10,4	9,3	9	8,8	7,5	8,9	7,6	6,9	6,3	5,3	6
Македония	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Полша	7,4	6,3	7	7,7	7	7,9	9	11,8	10,3	13,1	12,9
Румъния	5,1	4,1	5	5,5	4,5	4,2	2,5	2,6	3,2	2,5	1,4
Сърбия	1,9	2,3	2	2,1	2,1	2,2	1,7	2,1	2,1	1,9	2
Словакия	7,3	7,8	7,5	7	6,2	6,2	5,4	5,8	5,9	4,3	5,5
Словения	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Други	—	—	—	0,4	0,5	0,6	1,2	2,1	1,3	0,8	1,2
Total	145,2	154	143,5	166,4	173,8	171,7	152,7	152	161,7	155,8	178,6

⁵⁵ [http://www.bloomberg.com/quote/RTSI\\$:IND](http://www.bloomberg.com/quote/RTSI$:IND)

⁵⁶ Елвира Набиулина (04.06.2015 г.): „Твърде е рано да се каже, че всички кризисни развития са вече зад гърба ни. Никой не може да се обзаложи, че износът ще издърпа икономиката от кризата“

⁵⁷ <http://uk.reuters.com/article/2015/06/04/russia-crisis-cenbank-idUKL5N0YQ0ZA20150604>

⁵⁸ По данни на ООН в различни региони на Русия има около половин милион украински бежанци.

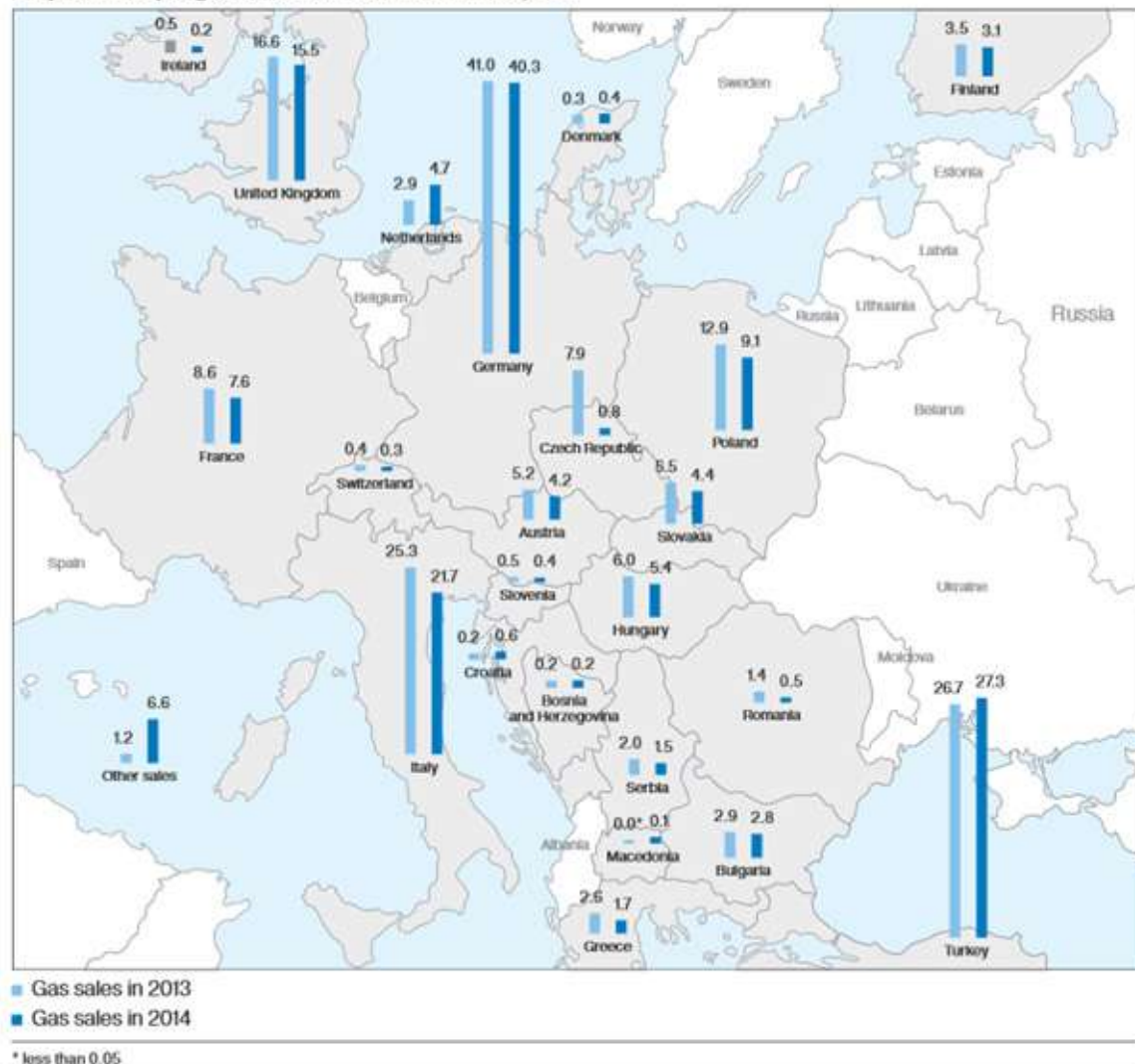
⁵⁹ <http://www.admvol.ru/docs/%D0%9F%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5/20140717/4916/4916%20%D0%BE%D1%82%2017-07-2014.pdf>

⁶⁰ <http://ria.ru/economy/20150611/1069429728.html#ixzz3ckSvvk41>

⁶¹ <http://www.dailysabah.com/money/2015/01/24/russian-sberbank-ready-to-finance-the-turkish-stream>

⁶¹ <http://www.gazprom.com/f/posts/94/192928/gazprom-financial-report-2014-en.pdf>
⁶² <http://www.gazprom.com/f/posts/94/192928/gazprom-financial-report-2014-en.pdf>
⁶³

Gazprom Group's gas sales to far abroad countries, bcm



⁶⁴ Междуправителствено споразумение между правителствата на Руската Федерация и Китайска Народна Република за сътрудничество в сферата на доставка на природен газ от Руската Федерация към Китайската Народна Република по „Източния“ маршрут от 13 октомври 2014 г. (ратифицирано от руска страна на 02.05.2015 г. №106-ФЗ и в сила от 13.05.2015 г.): <http://pravo.gov.ru:8080/Document/View/0001201505200022>

⁶⁵ China National Petroleum Corporation – CNPC

⁶⁶ <http://www.gazprom.com/press/news/2014/october/article203332/>

⁶⁷ <http://tass.ru/en/economy/732812>

⁶⁸ <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/may/article191417/>

⁶⁹ „Геополитическа прогноза: природният газ 2020“, Извънреден доклад с анализ и прогноза, февруари 2014 г., ЛУР, [http://riskmanagementlab.com/bg/index.php?id=products&categories_id\[0\]=11&categories_id\[1\]=12&products_id=34&tx_multishop_pi1\[page_section\]=products_detail](http://riskmanagementlab.com/bg/index.php?id=products&categories_id[0]=11&categories_id[1]=12&products_id=34&tx_multishop_pi1[page_section]=products_detail)

БЪЛГАРСКИТЕ ЕНЕРГИЙНИ СТРАТЕГИИ - АНАЛИЗ И ОЦЕНКА НА ЕФЕКТИТЕ

д-р Виктор Аврамов



В тази статия е направен анализ и оценка на ефектите на трите енергийни стратегии на Република България в периода 1990-2015 г.

При изготвянето ѝ, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада. Анализът и прогнозите не изразяват политически пристрастия; не третират предмета положително или отрицателно; не дават аргументи за ползата или за вредата от случващото се; изследват се единствено рисковете и тяхното възможно управленско въздействие.

Авторите не носят отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в студията. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; не може да се цитира, освен за изследователски и учебни цели – докладът не е част от медийния дебат. За нанесените вреди се носи съответна имуществена отговорност.

© Гл.ас. д-р ВИКТОР АВРАМОВ 2015. Всички права запазени.



Резюме

Докладът представя основните приоритети и управленската рамка, заложена в енергийните стратегии. Проследен е и процесът на изработване на общата европейска енергийна политика, от която произтичат съществени въздействия върху стратегиите.

Направен е коментар на специфични особености на стратегиите: причини за изработване, консистентност и уместност на елементите на управленската рамка, качество на прогнозите, заложи в тях.

Анализът на ефектите от енергийните стратегии включва два основни аспекта: развитие на вътрешния енергиен пазар и енергийна сигурност. Оценени са въздействията от създадената институционална рамка: законодателство и създадени регулаторни механизми; опитите за въвеждане на пазарен модел, приватизацията и политиките за насърчаване на ВЕИ; управленската структура на държавните енергийни предприятия. Разгледани са стратегическите енергийни проекти – „Южен поток“, АЕЦ Белене и икономическите последици от ангажирането на държавата с тяхното осъществяване.

Заклучението оценява ролята на всяка от трите стратегии за развитието на енергийния сектор. Прави се констатация, че стратегията от 2002 г. съдържа грешна рамка на политиките, от която произтичат противоречиви и грешни управленски решения. Те довеждат до колапса на държавната енергетика, кризата с ВЕИ, финансирането на ненужни мега-проекти, не функциониращ пазар и зависим енергиен регулатор.



Въведение

След демократичните промени правителствата на България приемат три енергийни стратегии: в 1999 г., 2002 г. и 2011 г. Приемането на енергийна стратегия има важни последствия за развитието на енергийния сектор и икономиката. В нея се формулират приоритетите на провежданите политики, аргументира се разпределението на наличните ресурси. Целта на стратегическия документ е създаването на управленски структури и да зададе функции за максимизиране на ползите и минимизиране на рисковете при управлението на сектора. Тази структура следва да съдържа анализ на стратегическия контекст; на вероятни и значими сценарии, на цели и разполагаеми ресурси, план за действие при реализиране на някой от сценариите; на очаквани резултати при достигане на целите. Заради високата степен на зависимост от предшестващи решения (path dependence) в енергийния сектор, енергийните стратегии могат да предопределят развитието на сектора и на икономиката за повече от петдесет години напред.

Съществуват специфични характеристики на енергийния сектор, които една стратегия трябва да отчита. Енергията е едно от богатата, които осигуряват нормален стандарт на живот и социализация на хората. Ценовата еластичност на търсенето е много ниска. В сектора съществуват специфични пазарни провали: създават се вертикално интегрирани компании и потребителският избор не винаги е свободен, информиран и

базиран на предвиждане за цената и технологиите в бъдеще. Създават се естествени и изкуствени монополи, които водят до ценови изкривявания, излишни мощности, високи цени за навлизане на пазарите, асиметрична информация. Делът в brutния вътрешен продукт е висок, делът на разходите за внос на енергия/енергийни суровини в търговския баланс е значителен; размерът на инвестициите е голям, сроковете за възвръщане – дълги. Съществуват специфични негативни външни последици: при замърсяване, аварии, както и социални цени.

Енергийните стратегии трябва да дават управленски отговор на посочените проблеми чрез съдържащите се в тях инструменти за управление. Те трябва да отговорят и на три универсални приоритета за енергийния сектор – сигурност на доставките, либерализация на енергийните пазари и борба с измененията на климата. Целта на анализа е да сравни контекста, формулираните приоритети, конкретните отговори и последиците от действието на заложените инструменти. Първата част представлява обзор на енергийните стратегии; втората – анализ на ефектите от тяхното приемане.



Енергийната стратегия от 1999

През 1996 г. се приема първата директива за вътрешния пазар за електричество (Директива 96/92/ЕО); през 1998 г. – директивата за вътрешния пазар на природен газ (Директива 98/30/ЕО). Те допускат ограничена либерализация на енергийните пазари за големи консуматори и доставчици, създават възможности за достъпа на трети страни до преносната мрежа, въвеждат преносни и системни оператори, допускат създаването на независим орган за решаване на конфликти. Вертикално интегрираните енергийни компании трябва да осигуряват изготвянето на отделно счетоводство за дейностите по пренос и разпределение, с което да доказва, че не съществува вътрешно субсидиране между производството, дистрибуцията и продажбите. През 1998 г. влизат в сила Енергийната харта и Транзитния протокол към нея, които трябва да осигурят интегриране на националните енергийни пазари – особено тези в Централна и Източна Европа. В началото на 90-те години ЕС се обявява за обвързващи цели за намаляване на емисиите от парникови газове. През 1997 г. при преговорите за изработването на Протокола от Киото ЕС се ангажира с най-голяма цел за ограничаване на емисиите (-7%) сред индустриализираните държави.

На фона на първите стъпки към общата енергийна политика на ЕС, България се готви да започне процеса по присъединяване към общността. В този контекст се изработва първата енергийна стратегия. Тя е озаглавена „Национална стратегия за развитие на енергетиката и енергийната ефективност“ и е приета от Народното събрание през септември 1998 г. В своето начало, тя съдържа анализ на стратегическия контекст, основен акцент в който е макроикономическата прогноза за развитието на икономиката в условията на валутен борд и очакваната трансформация на индустрията и услугите при навлизането на нови процеси и технологии. Фиксирани са два сценария за нарастване на БВП спрямо 1997 г. – основен и минимален. Основният предвижда бързо нарастване на БВП – с 209% до 2010 г. спрямо 1997 г., а минималния – умерено, със 180% за същия период. Заедно с това се предвиждат изменения в структурата на икономиката: намаляване на дела на индустрията до 24% от БВП през 2010 г., за сметка на услугите (58%) и по-висок ръст на износа в сравнение с вътрешното потребление.

Визията за развитие на енергийния сектор е подчинена на макроикономическата прогноза. На базата на макроикономическите сценарии са разработени два сценария за развитие на сектора – основен и минимален. Основният предвижда наличието на достатъчно ресурси за обновяване на генериращите мощности, инвестиране в по-ефикасни производства и увеличено потребление на енергия. Крайното потребление на енергия се предвижда да нарасне с 36% спрямо 1996 г., енергийната интензивност трябва да намалее с между 32,7% (минимален) до 36,5% (основен сценарий). Потреблението на въглища трябва да нарасне с 50-54% до 2010, на петрол – с около 97%, на природен газ – с 29%. Според основния сценарий, brutното енергийно потребление трябва да нарасне с 61 % (до 61 TWh) до , а според минималния – с 48% (57 TWh).

Основните цели, формулирани в стратегията са: сигурност на доставките на енергия и ядрената енергетика, повишаване на енергийната независимост, подобряване на енергийната ефективност, екологосъобразно развитие на енергетиката, развитие на конкурентен вътрешен енергиен пазар, интегриране на енергийната система в европейската. За реализирането им са предвидени следните задачи:

- хармонизиране на енергийното законодателство с европейското
- „структурна реформа“ в сектора – либерализация, приватизиране и реструктуриране на вертикално интегрираните компании;
- насърчаване на навлизането на нови технологии и иновации;
- диверсификация на външните доставки;
- изследване и реализиране на потенциала за повишаване на енергийната ефективност;
- мерки за опазване на околната среда;
- насърчаване на външните инвестиции.

Инструментите на политиките са регулаторни и икономически. Основните регулаторни инструменти в енергийния сектор са Законът за енергетиката и енергийната ефективност и произтичащите от него други регулаторни механизми. Законът предвижда създаването на независим регулатор: Държавната комисия за енергийно регулиране, каквато възможност предвиждат директивите от Първия либерализационен пакет. Регулаторът трябва да изпълнява функциите по лицензиране, счетоводен контрол, определяне на цени и тарифи. Принципите на създаването му са мандатност, квотност и ротация на членовете. Законът изисква и отделно счетоводство за всяка от дейностите на вертикално интегрираните предприятия.

Икономическите инструменти включват инвестиции, реструктуриране и приватизация на активи, ценова и тарифна политика. На базата на основния сценарий, който предвижда значително увеличаване на потреблението на електрическа енергия, стратегията предвижда инвестиционни разходи в размер около 2,8 млрд. долара до 2010 за извеждане от експлоатация, рехабилитация и изграждане на нови мощности. Инсталираните мощности трябва да нараснат до 15000 MW (от 12668MW). Базовите мощности са ТЕЦ (комплекс Марица-изток) и АЕЦ, а върховете – ВЕЦ, ПАВЕЦ и газотурбинните централи. Стратегията допуска изграждането на нова ядрена мощност

от 600 MW след оценка на състоянието и стойността на проекта АЕЦ Белене.

Структурната реформа трябва да се проведе в два етапа: до 2001 и до 2010 г. В първия етап трябва да се приватизират голяма част от активите на НЕК: ТЕЦ Марица-изток 3, ТЕЦ Бобов дол и ТЕЦ Русе, 22 средни и 41 малки ВЕЦ. Предвижда се привличането на чужди инвеститори за създаването на смесени предприятия за рехабилитация и експлоатация на ТЕЦ Марица-изток 3 и ТЕЦ Варна, и експлоатация по модела BOOT (build-own-operate-transfer) за ТЕЦ Марица-изток 1. Във втория етап се предвижда НЕК да бъде собственик само на АЕЦ, ТЕЦ Марица-изток 2 и основните хидроенергийни мощности. В газовия сектор в първия етап се предвижда отделянето на счетоводството на „Булгаргаз“ според изискванията на Директива 98/30/ЕО и въвеждането на модел „Национална компания“. Във втория етап се предвижда подготовка за либерализация на пазара на газ, която трябва да бъде завършена след 2010 г. Ценовата и тарифна политика трябва да се провежда от ДКЕВР. Предвижда се след 2000 г. производственото субсидиране да отпадне за сметка на подпомагане на специфични групи потребители, като след 2010 г. се предвижда пълно либерализиране на цените на електрическата енергия.

Очакваните резултати на стратегията са свързани с постигането на определените цели и със значими икономически и социални последици. В резултат на промените в електроенергийния микс, осигуряването на местни горива за базовите мощности, използващи въглища, трябва да нарасне от 75% на 80% до 2010 спрямо 1998 – при очакваното „плавно нарастване на дела на ТЕЦ за сметка на АЕЦ“. Увеличаването на енергийната ефективност на генериращите мощности ще позволи на страната да изпълни задълженията си по Конвенцията от Рио де Жанейро: - намаляване с 8% на емисиите от въглероден диоксид до 2012 спрямо 1988 г, без допълнителни инвестиции или политически инструменти. Основният резултат при прилагането на стратегията е минимизиране на общите разходи за реструктуриране и обновяване на енергийния сектор и интегрирането му в енергийната система на ЕС.



Стратегия 2002

През 2000 е публикувана Зелената книга за европейска стратегия за сигурност на енергийните доставки. Зелената книга е отговор на нарастването на рисковете за енергийната сигурност на Европа в резултат на процеси като нарастващите цени на енергийните суровини по това време и липсата на намерение от страна на Русия да подкрепи Енергийната харта и Транзитния протокол. През 2001 г. е приета Директива 2001/77/ЕО за насърчаване на производството на електроенергия от възобновяеми източници. Тя определя индикативни, но не задължителни цели за дял на ВЕИ в електрическата енергия за държавите членки.

Стратегията от 2002 г. не се базира на прогноза за икономическото развитие на държавата, на социално-икономически или демографски процеси, които са във взаимна връзка с енергийния сектор. Стратегическите цели, заложили в документа, произтичат от „националните цели за значителен и устойчив икономически растеж и преодоляване на бедността“. Основен приоритет на стратегията е „развитието на конкурентен пазар“. От него произтичат следните цели: пазарно определени цени на енергията, финансово оздравяване на енергийните дружества, създаване на

добре работещи регулаторни механизми. Останалите приоритети на стратегията са обвързани с приоритетите на ЕС: сигурност на енергийните доставки, подобряване на енергийната ефективност и намаляването на емисиите от парникови газове.

Регулаторните мерки, предвидени в стратегията се базират на проект за нов закон за енергетиката, който се приема през декември 2003 г. Чрез него трябва да се въведе новия модел на енергиен пазар: двустранни договори с балансиращ пазар, който да „замени модела единствен купувач“; да се въведе единствено разрешителен режим за изграждане на нови мощности; да се въведат нови диференцирани цени на електрическата енергия и природния газ. Регулираните цени трябва да включват следните компоненти: цени за пренос, за балансиращия пазар, крайни цени при наличие на лиценз за снабдяване на определена територия, цени при споразумения за дългосрочно изкупуване на енергия и съхранение на природен газ. Предвижда се реструктуриране на НЕК съобразно европейските директиви и счетоводно отделяне на дейностите на „Булгараз“.

Основният икономически инструмент в стратегията за енергийния сектор е приватизацията. Чрез нея трябва да бъдат постигнати разнопосочни цели: привличане на инвестиции за подобряване на системните характеристики на енергийния сектор (сигурност, ефикасност, устойчивост); увеличаване на конкурентоспособността; подобряване на технологичните системи за управление в сектора; повишаване на приходите в бюджета. Приватизацията трябва да започне от електроразпределителните дружества още в периода 2002 – 2003 г. Стратегията предвижда целенасочено инвестиране в енергийна ефективност при крайните потребители, премахване на енергийните субсидии и кроссубсидирането от индустриалните към битовите потребители.

Друго важно инвестиционно намерение е изграждането на нова ядрена мощност за „запазване на дела“ на ядрената енергетика. Това решение е поставено в зависимост от два фактора: 1) ратифицирането на Протокола от Киото със съдържаща се в него обвързваща цел за България за намаляване на емисиите с 8% и 2) извеждането от експлоатация на блокове 1-4 на АЕЦ Козлодуй. И двата фактора са поставени като не подлежащи на управленски въздействия. Не са поставени в противовес на подобно инвестиционно решение резервите за намаляване на емисии при модернизацията на генериращите мощности в подписаните вече договори за ТЕЦ Марица-изток 1 и Марица-изток 3. Стратегията отчита, че блоковете ВВЕР 440 могат да бъдат модернизирани на приемлива цена и да отговарят на изискванията за безопасност на Международната агенция за атомна енергия.

Очакваните резултати от стратегията са представени в Приложение 3 към нея. Те са много общи и не съдържат измерими показатели.



Стратегия 2011

През юни 2011 г. е приета Енергийна стратегия на република България до 2020. Приемането на нова стратегия в края на миналото десетилетие е наложително. Първо, изминали са почти десет години от приемането на предходната стратегия, чийто хоризонт на действие е до 2005 г. Настъпили са значими промени в контекста на

действие на енергийната стратегия: икономиката е значително по-свързана и зависима от процесите в ЕС; задълбочила се е демографската криза, променена е рамката на европейските политики в сектора. Газовата криза от 2009 г. е показала уязвимостта на държавата от прекъсване на външните енергийни доставки.

Настъпилите изменения в европейското законодателство са съществени. През 2003 г. е приет Втория либерализационен пакет, който предвижда пълна либерализация (с изключение на домакинствата) на пазарите за електрическа енергия и газ до 2007 г., правно отделяне на преноса от производството и продажбите, създаване на независим регулатор. В края на същата година е приета и Директива 2003/87/ЕО, въвеждаща схемата за търговия с квоти на емисии на парникови газове. През 2005 г. са приети Директива 2005/89/ЕО относно мерките за осигуряване на сигурност на доставките на електрическа енергия и Директива 2005/32/ЕО за еко-дизайн на продукти, консумиращи енергия. През 2006 г. е приета Директива 2006/32/ЕО за национални програми за енергийна ефикасност и решение 1364/2006/ЕО за насоките за изграждане на трансевропейските енергийни мрежи, които определят проектите от общ интерес в енергийния сектор. През 2008 г. е приета Директива 2008/92/ЕО за увеличаване на прозрачността при определянето на цените на електричеството и природния газ за индустрията. През 2009 г. е приет Третия либерализационен пакет – последният и решителен етап в политиката за либерализация на енергийните пазари. Той изисква отделяне на собствеността по три модела (пълно отделяне, независим системен оператори или независим преносен оператор), увеличаване на правата на потребителите, засилване на ролята на националните регулатори. През същата година е приет пакетът „Енергия-климат“ и целите 20-20-20 до 2020 г.: намаляване на емисиите от парникови газове с 20%; увеличаване с 20% на дела на ВЕИ в крайното потребление на енергия; подобряване на енергийната ефикасност с 20%. Основните инструменти в пакета са Директива 2009/29/ЕО за изменение на схемата за търговия с емисии; Директива 2009/28/ЕО за подкрепа на използването на енергия от ВЕИ; Решение 406/2009/ЕО за намаляване на емисиите в секторите извън схемата за търговия с емисии; Директива 2009/31/ЕО за съхранението на въглероден диоксид в геоложки формации.

Стратегическият контекст в документа от 2011 г. е подчинен на европейската енергийна политика и се базира на прогноза за енергийния баланс, допълнена с макроикономически индикатори. Основните приоритети в европейската политика са борбата с последствията от климатичните промени, увеличаване на енергийната ефикасност, подобряване на енергийната сигурност, устойчиво икономическо развитие и заетост. Стратегията интегрира националните приоритети в европейската рамка. Основните проблеми на българския енергиен сектор са: високата енергийна интензивност и високата зависимост от внос на енергийни ресурси. Към тях е добавен и проблемът за измененията на климата.

Прогнозата за енергийния баланс е изготвена до 2030 г. в два сценария – базов (без въздействие на инструментите на политиките) и целеви – отчитащ позитивното въздействие на инструментите на политиките¹. Тя се базира на прогнозния енергиен баланс, изготвен от ЕК, версия 2009². Базовият сценарий в стратегията е идентичен с този в прогнозата на Комисията. За периода 2005 – 2020 г. предвижда увеличение на БВП с 58%; ръст на брутно потребление с 8%, намаляване на енергийната интензивност с 32%, намаляване на външната зависимост с 3%. В референтния си сценарий, прогнозата на ЕК предвижда ръст на потреблението с 3%, намаление на интензивността с 35% - до 596,8 т.н.е за млн. евро, намаление на зависимостта с 6%. Моделът PRIMES, използван от Комисията приема, че в България ще бъдат

изградени нови ядрени мощности – 1000 MW до 2020 г. и 1000 MW до 2025 г. Тези инвестиционни предвиждания се правят на базата на експертни мнения от съответните държави-членки, направени през пролетта на 2009 г. Те имат съществено отражение върху модела³. Целевият сценарий на енергийната стратегия на България предвижда съществено намаление на енергийната интензивност – с 50% (до 456 т.н.е за млн. евро) и брутното потребление – с 21%. Потреблението на електрическа енергия трябва да нарасне с 8% до 2020 г. и 23% до 2030 г. Предвижда се също изпреварващо развитие на генериращите мощности, чийто излишък (10,4 TWh до 2020 г. и 13 TWh до 2030 г.) е предназначен за износ.

Стратегическите приоритети в документа са:

- намаляване на външната зависимост чрез диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на енергия и ефективно използване на местни ресурси;
- достигане на целите за дял на БЕИ чрез приоритетно развитие и създаване на предпоставки за надхвърляне на целите след 2020 г.;
- намаляване на енергийната интензивност с 50% до 2020 г.
- развитие на вътрешния пазар за електроенергия чрез изграждане на борса до края на 2011 г. и интегриране с регионалните пазари;
- Защита на интересите на потребителите.

Допълнителни приоритети в стратегията са:

- развитие на ядрената енергетика, чрез запазване и увеличаване на дела ѝ в микса, включително чрез изграждане на нова мощност от 2000 MW;
- енергийни спестявания чрез увеличаване на енергийната ефикасност при производството на енергия, сградите и в транспорта и увеличаване на износа за сметка на излишните мощности;
- насърчаване на битовата газификация и увеличаване от 1,5 на 30% на дела на газифицираните домакинства;
- запазване на дела на централното топлоснабдяване;

Мерките са разделени на две групи: краткосрочни (до 2013 г.) и средносрочни. Конкретните краткосрочни регулаторни мерки са многостранни: изработване на Програма за стабилизация и развитие на топлофикационния сектор; актуализирана Стратегия за управление на отработеното ядрено гориво и на радиоактивните отпадъци; регламентиране на приходите от продажба на квоти на парникови емисии, план за насърчаване на енергията от БЕИ; стратегия за енергийна ефективност. Предвижда се реструктурирането на енергийните монополи и синхронизирането на законодателството с изискванията на Третия либерализационен пакет да се осъществи в много кратки срокове – до края на 2011. Моделът, който е избран е „Независим преносен оператор“.

Инвестиционните мерки са:

- изграждане на междусистемните газови връзки и разширяване на капацитета за съхранение. Това е отбелязано като непосредствена задача, чрез която трябва

да се осигури достъп до доставки от държавите от Каспийския регион, Близкия изток и Северна Африка. За целта стратегията предвижда изграждане на връзки с Турция, Румъния, Гърция, Сърбия и потенциално изграждане на терминал за регазификация;

- изграждане на хранилище за радиоактивни отпадъци и хранилище за сухо съхраняване на отработено ядрено гориво;
- изграждане на нови и заместващи мощности – използващи локално добивани въглища и нова ядрена мощност. Тези проекти трябва да разчитат на „институционална подкрепа“.

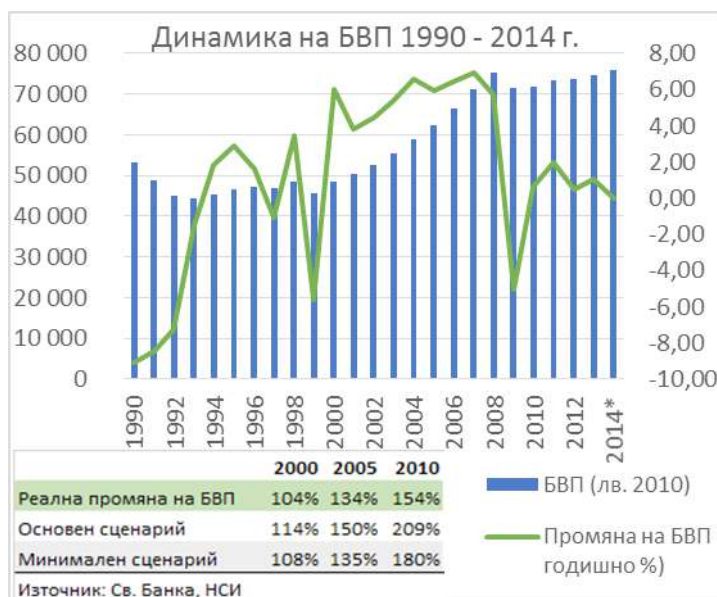
Средносрочните приоритети не са толкова конкретно дефинирани. Финансовите инструменти на политиките не са ясно посочени. Разчита се на средства от продажба на квоти за емисии и средства от европейски фондове. За намаляване на енергийната зависимост се разчита на съществуващи и нови общностни и международни финансови инструменти. Заявен е ангажимент за институционална подкрепа за ядрената енергетика. Регулаторните мерки включват акцент върху механизмите за подкрепа на енергия от ВЕИ: приоритетно присъединяване към мрежите, гарантирано изкупуване, преференциални цени, облекчено кредитиране и административно обслужване.



Коментар на енергийните стратегии

Стратегията от 1999 г. е първият подобен документ, отнасящ се за енергийния сектор след демократичните промени. Той е изготвен в условия на несигурност за бъдещото развитие на икономиката и при наличието на несъвършена национална статистика. Това прави трудна задачата изготвянето на достоверна макроикономическа прогноза, на която се базира стратегията. Основният сценарий за развитието на икономиката не се реализира. Данните показват, че реалният ръст на БВП за периода 1997 – 2010 е 154%, не се достига предвиденият в минималния сценарий ръст от 180% и е далеч от заложеното в основния сценарий, върху който се фокусира стратегията (Фигура 1).

Фигура 1.



Прогнозите в стратегията не могат да предвидят икономическата криза от 2007 г. При средно нарастване на БВП в периода 2000 – 2007 г. с 5,7%, ръстът на БВП в 2010 спрямо 1997 г. ще отговаря на минималният сценарий: 180%. Стратегията предвижда намаляване на дела на индустрията в енергопотреблението от 58,89% през 1997 г. на 50,69%. Според данните на Евростат, делът на индустрията в 2010 г. е 28,96%. Това се отразява и на енергийната интензивност на икономиката, която намалява повече от очакваното: с -49,2%, вместо 36,5 според основния, и 32,7 според минималния сценарий, което се дължи на по-ниската енергийна интензивност на

сектора на услугите.

Стратегията от 2002 г. е изработена три години след приемането на предишната.. Препотвърждава се по принцип стратегическите цели и средства, приета през 1999 г. Главният аргумент за изработване на нова стратегия е, че политиките на предишната стратегия не са дали очакваните резултати заради „несъответствие на цели и действия“. Несъответствието на управленските решения със стратегическата рамка не трябва да бъде аргумент за промяна на самата рамка, ако принципите, на които се базира тя, са правилни. Промяната на стратегическата рамка се налага тогава, когато са възникнали съществени промени в икономиката, процесите, технологиите и стратегическия контекст на сектора. Трудно е да се посочат такива процеси в рамките на изминалите едва три години между приемането на двата документа.

Двете основни цели за реформа на енергийния сектор в стратегията – създаването на конкурентен пазар и привличане на инвестиции, не са подкрепени с конкретни количествено измерими цели. Липсата на статистически данни за енергийния баланс, на икономическа прогноза и на сценарии за изменение на управляваните процеси, не осигурява съответствие между целите и предвидените инструменти. Без количествени данни и анализ на сценарии не може да се докаже полезността на един или друг политически инструмент.

В стратегията от 2002 г. съществува неконсистентност между различни приоритетни цели и инструменти. Намерението за бързата приватизация на електроразпределителните дружества влиза в противоречие с тезата в документа за изграждане на регулаторен режим преди извършването на приватизация. Стратегията заявява също, че тези процеси трябва да протичат паралелно. Допуска се наличието на лицензи за снабдяване на определена територия, която създава възможности за регионален монопол на електроразпределителните дружества, т.е. премахва се основната предпоставка за наличие на конкурентен пазар за електрическа енергия – поне за битовите потребители. Това поставя под съмнение реализирането на главния приоритет на стратегията – реализирането на конкурентен вътрешен пазар. В стратегията липсва оценка на необходимите инвестиционни средства за реализиране

на заложените приоритети. Дори конкретно предложената приватизация на електроразпределителните дружества не е асоциирана с конкретна полза – приходи, които да бъдат насочени за реализирането на цел в някой от енергийните подсектори.

Стратегията от 2011г. се базира на европейската рамка и прогнозата за енергийния баланс с макроикономически индикатори на ЕК. Контекстът, мерките и инструментите в документът продължение на европейските политики. Те съответстват на европейските приоритети и отчитат националната специфика. Стратегията развива прекалено много приоритети и не посочва кои са най-важните. Не се прави разпределение на разполагаемите ресурси, подчинена на такава подредба.

Липсва методология за целевия сценарий и обосновка на отклоняването му от сценария на ЕК, изготвен на базата на иконометричния модел PRIMES. Ядрената енергия е отчетена в стратегията и прогнозата като местен източник, увеличаващ енергийната сигурност на държавата. Прогнозата за енергийния баланс е поставена в зависимост от плановете за изграждане на нови ядрени мощности – 2000 MW до 2025 г. Такъв ангажимент липсва експлицитно в прогнозата, заедно с необходимата аргументация за изграждането на тези мощности. Липсва оценка на инвестиционните разходи, проектни данни, обосновка на икономическата и технологичната необходимост от изграждането на нова ядрена мощност.

Стратегията допуска формирането на излишъци и дисбаланси в системата на енергийния сектор. Те се аргументират с ползата от бъдещи приходи. Излишните електроенергийни мощности трябва да генерират 10,4 ТВч. Енергия, предназначена за износ. Липсва прогноза за търсенето на електрическа енергия до 2020 г. в съседните държави. Не е ясно и до каква степен подобна прогноза би била достоверен и достатъчен аргумент за наличието на излишни мощности. Излишните мощности са основната бариера за навлизането на един енергиен пазар, при липсата на регулаторни ограничения.

Свръхпроизводството на ВЕИ – 3,3 ТВч. трябва да генерира приходи от продажба на сертификати за зелена енергия. Липсва анализ на пазарите, цените и приходите от продажба на сертификати. Тези дисбаланси създават системен риск за енергийния сектор. Стратегията не отчита това и не предоставя визия, цели и инструментариум за управлението им.

Стратегията, съобразявайки се с изискванията на Директива 2009/29ЕО⁴, предвижда 50% от средствата от продажба на квоти на емисии да се използват за проекти за редуциране на емисиите – използване на ВЕИ, енергийна ефективност, интелигентни мрежи, въглеродно улавяне и съхранение. Очаква се цената на квотите да бъде 25€ за т. CO₂ през 2020 г. Предвижда се и стабилен ръст на цените на фосилните горива – 57% за нефта, 66% за природния газ и 97% за въглищата.

Тези прогнози не се материализират. Цените на квотите за емисии спадат до 5€ в средата на 2013 г. и към края на 2014 г. са 7,23 €, или 70% по-ниски от тези в началото на 2007 г.⁵. Това не позволява те да са ефективен инструмент за увеличаване на конкурентоспособността на енергия от ВЕИ пряко традиционните технологии. Цените на петрола и природния газ няма да достигнат до прогнозираните високи нива⁶. Както се отбелязва и в нашата прогноза, вероятно е има увеличено предлагане на природен газ, което, комбинирано с нови трасета, инфраструктура и променено ценообразуване, ще продължи да понижава цените на природния газ в региона.

Стратегията дава ясен ангажимент за удължаване след 2015 г. на мерките за подкрепа

на ВЕИ. Също както в стратегията на ЕС 20-20-20, не се отчита ползата от увеличената ефикасност на бъдещите ВЕИ технологии, в сравнение със сегашните. Предвидено е поддържане на еднаква норма на печалба за всички производители на енергия от ВЕИ. Този механизъм не осигурява допълнителна печалба от подобряване на ефикасността и за намаляване на технологичните разходи. Той стимулира инвестициите в по-скъпи технологии, защото е базиран на реалните инвестиционни и производствени разходи на компаниите и им гарантира определена норма на възвръщаемост.

Стратегията правилно определя високата енергийна интензивност на икономиката като ключов управленски проблем. Поставя се акцент върху подобряване на енергийната ефективност на сградите и транспорта заради големия потенциал от енергийно спестяване в тях, Липсват обаче мерки и инструменти, свързани с индустрията.



Ефекти на енергийните стратегии

Анализът на ефектите на енергийните стратегии е представен в следната рамка. Стратегията създава ефекти чрез инструментите за въздействие. Те са подчинени на политическата визия. Стратегията предоставя управленска структура, подчинена на характеристиките на сектора⁷, регулаторна система за контрол на естествените и изкуствените монополи и информационна система за контрол на процесите и резултатите от намесата. Управленската структура се състои от държавните институции, които провеждат енергийната политика. Информационната система, с която борави стратегията е енергийния баланс.

Важна задача на енергийната политика е идентифицирането на пазарни провали в енергийния сектор и регулаторни провали, възникнали в процеса на управление. Цената на интервенциите трябва да бъде по-ниска от стойността на обществената загуба при ненамеса. Не трябва да се допуска замяната на пазарен провал с регулаторен провал, или обратното. Не трябва да се допуска и прехвърляне на загуби от едни участници на пазара към други. Отражение на пазарните провали са естествените и изкуствените монополи. Адекватните управленски отговори са регулация в противовес на тенденциите за злоупотреба с господстващо положение от страна на естествените монополи и конкурентна политика, недопускаща поява на изкуствените.

Липсата на някой от трите компонента, съдържащи се в стратегията: управленска структура, регулаторна система и информационна система, може да се нарече стратегически дефицит.



Либерализация на енергийния пазар и регулаторни провали

Естествените монополи са най-силно изразени там, където мрежовата инфраструктура е важна част от бизнес процеса – в електрическия и газовия сектор. Основните негативните последици са свързани с необосновано високи цени и липса на стимул за минимизиране на разходите. Енергийната стратегия адресира тези рискове чрез инструменти за регулаторен контрол на цени/норма на възвръщаемост, квоти за

производство, лицензи за изграждане или спиране на мощности. При наличието на доминиращи фирми в сектора, съществува риск от картелизиране, от изграждане на изкуствени бариери за навлизане на пазара – допълнителни мощности, инфраструктура за пренос и съхранение; специален статут. Енергийната стратегия адресира тези рискове чрез независимия регулатор и конкурентна политика, недопускаща картелизиране и специален статут на отделни фирми в енергийния сектор.

Политическата визия в Стратегия 1999 е за бързо технологично обновяване в енергийния сектор, въвеждане на съвременни системи за управление – независим регулатор и постепенна либерализация на енергийния сектор до 2010 г. Законът за енергетиката, приет през 1999 г. закрива съществуващия Комитет по енергетика, който доминира държавната политика в сектора. Вместо него се създава Държавна агенция по енергетика и енергийни ресурси към Министерски съвет и Държавна комисия за енергийно регулиране. ДКЕР е натоварена с регулаторни функции: издава разрешения и лицензи за изграждане на нови мощности, изграждане на преносна инфраструктура и определяне на цените на енергията.

Функциите на ДАЕЕР са политически: изработва стратегия за развитие на сектора, осъществява планиране на база на енергийния баланс, контролира инвестиционните инструменти. Решение на Народното събрание от 21.12.2001 г. ДАЕЕР е закрита, а нейните функции преливат в новосъздадено Министерството на енергетиката и енергийните ресурси.

Съществуващата Национална агенция по енергийна ефективност се преобразува в Държавна агенция по енергийна ефективност към Министерски съвет. Тя трябва да изработва програми за енергийна ефективност и за насърчаване на използването на ВЕИ, издава разрешения за извършване на експертизи за енергийна ефективност. През 2002 г. статусът и е понижен, като става Агенция по енергийна ефективност, с ранг на изпълнителна агенция към Министерство на икономиката и енергетиката. През 2012 г. тя е преобразувана в Агенция за устойчиво енергийно развитие. Доказателство за това са ниските цели за енергийни спестявания⁸.

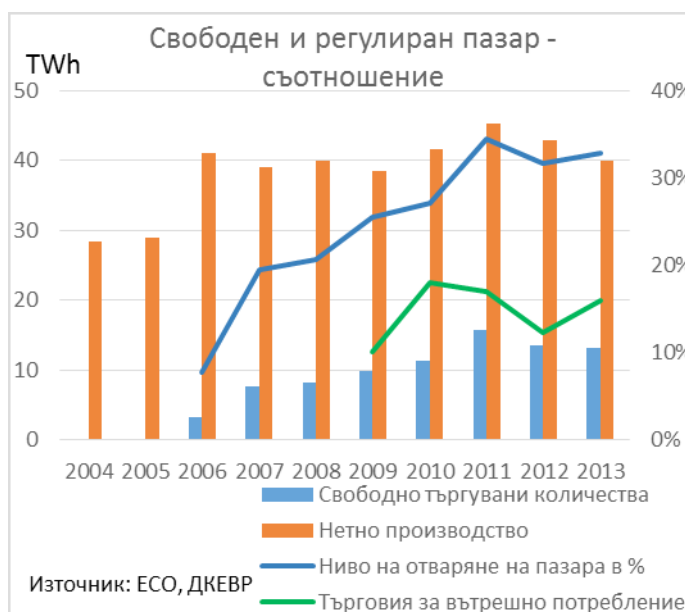
През 1999 г. започва подготовката за приватизация на 22 малки ВЕЦ с обща мощност 226 MW. През 2000 г. се извършва организационна трансформация на НЕК, смисълът на която е отделянето на дейностите по производство, пренос и разпределение. Създават се седем електроразпределителни дружества със 100% държавно участие; отделяне на АЕЦ „Козлодуй“; отделяне на ТЕЦ, използващи местни и вносни въглища – като независими производители; създава се Национална електропреносна компания. Процесът спира и се рестартира по нови принципи при смяната на правителството през 2001 г. и приемането на новата енергийна стратегия.

Стратегията от 2002 г. включва ясни ангажменти за дерегулиране и отваряне на пазарите за вътрешна и външна конкуренция, приватизация с цел подпомагане пазарната либерализация и засилване на ролята на регулатора.

Приетият през 2003 г. нов Закон за енергетиката само частично отговаря на тях. Той въвежда пазарния модел „двустранни договори с балансиращ пазар“, но не съдържа механизми за пълна либерализация на пазара. Първоначално определените в Закона правила допускат търговски сделки по свободни цени единствено между „привилегировани потребители“ (с годишна консумация над 100 GWh) и определени производители. От пазара са изключени АЕЦ „Козлодуй“, ТЕЦ Марица-изток-3, които

продават ток единствено на регулирания пазар. Този пазар стартира през септември 2004 г.

Конкретните ангажименти на България за пазарна либерализация произтичат от приемането на Директиви 2003/54/ЕО и 2003/55/ЕО. Измененията на Закона за енергетиката през септември 2006 г., предизвикани от необходимостта да се отговори на изискванията на европейските директиви, допускат пълно отваряне на пазара за промишлени потребители – от 01.2007 г. и формално за битови – от 07.2007 г. За битовите потребители е изработен защитен механизъм, който го изолира от пазарното ценообразуване. Крайният снабдител⁹ (чл. 94а) осигурява енергия за битовите потребители и малки предприятия (с по-малко от 50 души нает персонал и с годишен оборот до 19,5 млн. лв.) по регулирани цени. За тях общественият доставчик (НЕК) изкупува гарантирани количества енергия (раздел VIII от закона), при количества и цени, определени от ДКЕВР.



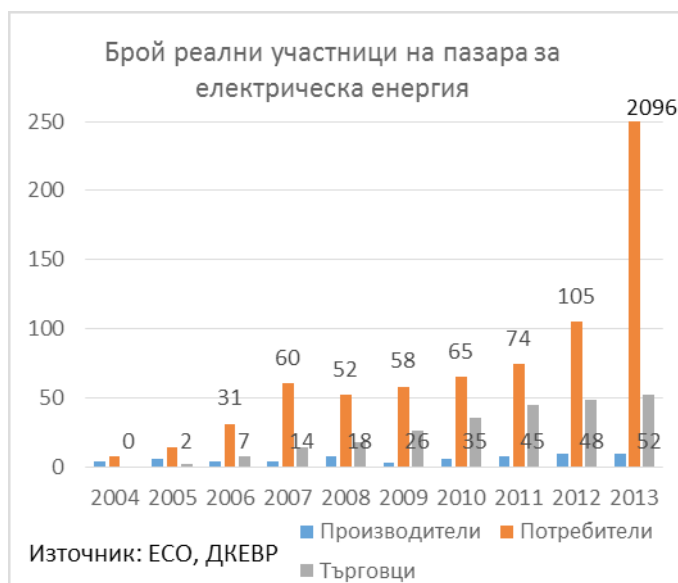
Фигура 2

От 01.2007 г. отпада изключителното право на НЕК за внос и износ на електроенергия. Отново в началото на януари, в рамките на НЕК е създадена дъщерна компания – Електроенергиен системен оператор. ЕСО отговаря за оперативното управление на електроенергийната система, за балансиращия пазар и поддръжката на мрежата за високо напрежение. Чрез неговото създаване се отговаря на изискванията на Директива 2003/54/ЕО за правно отделяне на дейностите по производство от тези на пренос и разпределение. ЕСО получава лиценз за независим преносен оператор през

декември 2013 г. и се отделя от НЕК.

Пазарният модел не се реализира по предвидения начин. Създаденият пазарен модел е хибриден – съществена част от потребителите са изолирани от пазарният механизъм. От 2000 г. е въведен моделът „единствен купувач“, чрез НЕК, в ролята му на обществен доставчик и преносно предприятие, според Закона за енергетиката и енергийната ефективност¹⁰. След септември 2004 г., започват да се сключват двустранни договори между привилегированите потребител и производителите. Възможността за участие на свободния пазар е уредено с Правила за условията и реда за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи, издадени от ДКЕВР през август 2004 г.¹¹. Теоретически, тези правила допускат отваряне на около 20-30% от пазара до 2007. Въпреки това, реалния дял на свободния пазар е малък. Данните на Фигури 2 и 3 показват това. Общия брой сделки на свободния пазар не надвишава 35% от нетното производство, включвайки износа. Търговията за вътрешно потребление е със значително по-ниски стойности. Реалното отваряне не надвишава 18 %. Броят на участниците на свободния пазар до 2010 г. не надхвърля 150, като 7 от тях са големи производители.

Фигура 3



Броят им значително нараства с измененията на Закона за енергетиката през 2012 г., когато потребителите, използващи средно напрежение, излизат на свободния пазар (Фигура 3). С изменения на Закона за енергетиката през 2012 г., отново се въвежда модела „единствен купувач“. До септември 2012 г. липсва пазар за балансиращи групи¹², което не позволява консолидиране на различните видове производители и консуматори в групи и намаляване на общата цена за балансиране.

Причините за запазването на модела „единствен купувач“, въпреки декларативните намерения в стратегиите от 2002 г. и 2011 г. са две: стремежът

за задържащ контрол над цените на електрическата енергия и запазването на възможността за провеждане на активна държавна инвестиционна политика. В началото на миналото десетилетие това е свързано с цената на генерираната енергия от неефективни мощности – заводските централи, когенерацията на топлофикационните дружества, както и поетите ангажменти за изкупуване на ток от приватизираните ТЕЦ. В периода след 2010 г. и особено в началото на 2012 г., рязко се увеличава броят на присъединените ВЕИ-мощности, чийто ток трябва да бъде изкупуван от ЕРП, в ролята им на крайни снабдител. Като единствен купувач, НЕК има възможността да смесва високата цена от неефективното производство или регулирано високите цени за изкупуване, с ниските цени на генерацията от АЕЦ. Заедно с това, инвестиционни намерения, свързани с проекти с висока себестойност и рискова възвръщаемост – „Белене“, „Цанков камък“ могат да бъдат гарантирани.

Създадени са следните рискове: договорите за изкупуване създават ангажменти, които при зле подписани договори могат да доведат до фалит на купувача; инвестиционните решения не се взимат на основата на икономическа целесъобразност; ценообразуването не отразява динамиката на търсенето и предлагането; ограничени са инвестициите в междусистемни връзки. Те произтичат от липсата на икономически стимули и възможността за конфликт на интереси при взимане на решения в регулатора и единствения купувач. Очакваното създаване на електроенергийна борса ще заличи модела и минимизира тези рискове.

Процесът на либерализация на пазар на природен газ протича още по-трудно. Основните причини трябва да се търсят в: едностранната зависимост от „Газпром“, липсата на развита инфраструктура: интерконекторни връзки и газификация на битовите потребители, както и бавно развиващото се законодателство. Отсъства пазар на едро, заради доминиращата роля на „Булгаргаз“. През 2012 г. започва разследване на Европейската комисия за злоупотреба на БЕХ с господстващо положение¹³. През 2013 започва разследване, свързано с пазара на природен газ¹⁴. През 2013 г. ЕК предявява иск пред Съда за това, че България не е спазила правилата на Директива 2009/72/ЕО от Третия либерализационен пакет¹⁵.

Приватизацията е основният инструмент за пазарна либерализация в Стратегия 2002. В началото на 2003 г. е приватизиран ТЕЦ Марица-изток¹⁶, 32 малки ВЕЦ са

приватизирани до края на същата година; подготвя се и през 2004 г. се извършва приватизацията на седемте държавни електроразпределителни дружества. Процесът на приватизацията на ТЕЦ Бобов дол, ТЕЦ Русе и ТЕЦ Варна започва през 2004. Комисията за защита на конкуренцията спира сделката с руската РАО Единни енергийни системи, която иска да купи ТЕЦ Русе и Варна. През 2006 ТЕЦ Варна става собственост на ЧЕЗ, а руската компания придобива ТЕЦ Русе.

През 2008 г., в рязко противоречие с действащото европейско законодателство и принципите на енергийната стратегия, е извършена консолидация на държавните енергийни дружества. Създава се Българският енергиен холдинг, в който са включени: АЕЦ „Козлодуй“, ТЕЦ Марица-изток 2, Мини Марица-изток, НЕК, ЕСО, Булгаргаз, Булгартрансгаз, Булгартел. Създаденото държавно дружество доминира българския енергиен пазар, обединява функциите производство и пренос и разпределение. Създава се риск от злоупотреба с господстващо положение.

БЕХ се създава в момент, в който в Европа вертикално интегрираните монополи като RWE, E.ON, Vattenfall, Endesa, продават своите електрически или газови мрежи. Формалната цел на това обединение – подобряване на управлението на дружествата, не се материализира.

Истинските причини за създаване на холдинга са поетите ангажименти към Руската федерация за реализиране на трите големи енергийни проекта: АЕЦ Белене, „Южен поток“ и „Бургас-Александруполис“. По време на създаването си, дружеството разполага с активи за 8,5 млрд. лв.¹⁷, според финансовият отчет на дружеството за 2014 г, те са в размер на 4,7 млрд. лева. Консолидирането на държавните енергийни дружества улеснява възможността за привличането на финансиране за осъществяването на тези проекти и подпомага скриването на лошите финансови резултати на зле управляваните дружества.

С промените в Закона за енергетиката през 2005 г.¹⁸ регулаторният орган е преименуван на Държавна комисия за енергийно и водно регулиране. Не настъпват изменения в принципите за избор на състава на комисията, които да гарантират нейната независимост¹⁹. Съставът на ДКЕВР се определя от Министерския съвет, без консултация със заинтересованите лица – производители, потребители и независими собственици на преносна инфраструктура. Създаден е риск регулаторът да бъде изложен на системен политически натиск за взимане на решения в полза на един или друг участник на пазара и за преследване на краткосрочни политически интереси.

Невъзможността регулаторът да изпълнява основната си функция – да осъществява баланс на интересите между различните групи участници, довежда до регулаторния провал в енергийния сектор. Последиците от този провал са възникналата криза с производството на енергия от ВЕИ, лошото управление на държавните енергийни предприятия, нарушения електроенергиен баланс, ценово изкривяване и неефикасни пазари.

Липсата на стратегическа визия и рамка за развитие на ВЕИ доведоха до два значими ефекта за енергийния сектор: прекомерните очаквания и инвестиционния бум в периода 2006-2011 г. и рязкото влошаване на финансовото състояние на НЕК²⁰. От 2003 до 2011 г. регулаторът определя прекомерно високи цени за преференциално за изкупуване на електрическата енергия. През декември 2006 г. ДКЕВР определя цена на енергията от фотоволтаични централи в размер между 718 и 782 лв.²¹ Аргументите са несъстоятелни: незначителното производство в страната и доклад на Европейската

комисия за добри практики. През 2009 г. цените за тези централи достигат 823 лв./MW за модули до 5 KW и 755 лв. за модули над 5 KW. Увеличени са и цените за останалите ВЕИ²².

През 2008 г. с промени в Закона за възобновяемите и алтернативни източници на енергия, се увеличава на 25 г. срока за изкупуване на енергията от слънчева и геотермална енергия, и на 15 год. за вятърната и водната. Заедно с това се въвежда изискване промените на преференциалните цени да бъдат не повече от 5% спрямо цената за предходната година.

След 2011 г. се приемат редица задържащи мерки: започва рязко намаляване на преференциалните цени, въвежда се десетгодишен план за присъединяване на нови мощности към електроенергийната система, намаляват се сроковете за задължително изкупуване. През септември 2012 г. регулаторът определя временни такса за достъп до преносната и разпределителна система; през декември 2013 г. с изменения на Закона за енергетиката Народното събрание определя данък от 20% върху приходите от ВЕИ-централи. Таксата е отменена с решение на Върховния административен съд, а данъка – от Конституционния съд през юли 2014 г.

Серията от непоследователни политически и регулаторни действия довеждат до финансов колапс НЕК, който до 2013 г. натрупва задължения за 3.15 млрд. лв.²³ и създават редица рискове за енергийния сектор – грешни ценови сигнали и отлив на инвестиции, ценово изкривяване и несправедливо разпределение на тежестта за подкрепа на мерките за ВЕИ между битовите потребители и бизнеса, рискове от фалити и загуби за финансовите институции, кредитирали ВЕИ-проекти.

В средата на 2015 г. задълженията на НЕК възлизат на 3,7 млрд. лв.²⁴. Причините за това са три: високите цени в електроенергийния микс на заводските централи, топлофикациите и ВЕИ-производителите; лошо управление; натоварване на компанията с разходите за проектите АЕЦ Белене, и „Цанков камък“. Разходите по тези два проекта са 2,37 млрд. лв., от общо 2.7 млрд. лв. инвестиционни разходи. Текущият дефицит на НЕК за 2015 г. е 644 млн. лв.



Стратегически решения, свързани с енергийната сигурност

През януари 2008 г. е сключено междуправителствено споразумение между България и Русия за изграждането на Южен поток, с което започват политическите, административни и инвестиционни действия за реализиране на проекта.

Ангажиментите на страната по проекта не са обвързани с никакъв стратегически документ до момента. Той никога не е бил и приоритет на ЕС, а представлява приоритет на Руската федерация за диверсификация и намаляване на транзитния риск. Целта на „Южен поток“ е заобикаляне на Украйна, увеличаване на политическия натиск над нея от страна на Руската федерация, придобиване на нейната газопреносна система.

Рисковете от него за страната са²⁵:

- обвързване с преносна инфраструктура, която не диверсифицира източниците на доставка, но прави други тръбопроводи излишни от икономическа гледна

точна – риск за енергийната сигурност;

- риск от наказателна процедура за неспазване на правилата на Директива 2009/73/ЕО, свързана с предоставяне на целия капацитет на тръбата на Газпром и 50% от собствеността на проектната компания Южен поток България АД;
- ангажиране с високи разходи за реализиране на проекта – 3,5 млрд. евро, преди започване на строителството които не могат да бъдат покрити от евентуалните приходи от такси в максимален размер от 2,8 млрд. евро, при максимално запълване на капацитета на тръбопровода.

Проектът е изоставен от руска страна през декември 2014 г. Причините за това са категоричната позиция на ЕС против строителството на газопровода по договорените проектни параметри, несъответствието с правилата на вътрешния пазар на газ в ЕС и отказа от искане на дерогация от страна на Руската федерация. Допълнителни причини са невъзможността за осигуряване на финансиране от международни финансови институции и обезценяването на рублата – и двете следствие на международните санкции, наложени след започването на въоръжения конфликт в Украйна²⁶.

Преките загуби за България по проекта до момента възлизат на 620 млн. евро. под формата на заем за строителство от Газпром за БЕХ и 195 млн. лв. финансиране от държавния бюджет за увеличаване на капитала на общото дружество.

Проектът за изграждането на АЕЦ Белене е вторият голям стратегически проект с тежки последици за енергийния сектор. През декември 2002 г, съобразявайки се с приетата енергийна стратегия, правителството на България решава да възобнови строителството на централата. През 2006 г. е подписано предварително споразумение с руската Атомстройекспорт; през декември 2007 – мандатно споразумение за изграждане на два блока до края на 2014 г. През декември 2008 г. е сключен договор с германската RWE за създаване на съвместно дружество за изграждане и експлоатация на АЕЦ Белене. През октомври следващата година RWE се оттеглят от проекта, НЕК започва търсене на стратегически инвеститор. Година по-късно, НЕК и ACE сключват тайно споразумение за извършване на дейности на стойност 2 млрд. евро, свързани с проекта. През април 2011 г. HSBC е избрана за финансов консултант по проекта. През март следващата година излиза доклада на банката, изработен по поръчка от NERA Economic Consulting, който определя стойността му в размер на 10, 35 млрд. евро²⁷. Проектът е прекратен незабавно.

Загубите от стратегическото решение за възобновяване на проекта Белене възлизат на минимум 372,1 млн. евро. Започнали са серия арбитражни дела. През юли 2011 Атомстройекспорт завежда арбитражно дело срещу НЕК на стойност 1 млрд. евро; през октомври същата година НЕК завежда дело срещу ACE за неизплатени 58 млн. евро. През декември 2014 г. НЕК завежда дело срещу консултанта по проекта – „Уорли Парсънс“ за 800 млн. евро в Софийския градски съд; консултантът съди НЕК за 54 млн. евро.



Заклучение

Кризата в енергийния сектор се дължи на редица фактори: липсата на политическа визия, некомпетентно управление, доминиране на частни интереси над публичния интерес. Един от съществените фактори за колапса на енергийния сектор е грешната рамка, поставена в енергийната стратегия от 2002 г.

Стратегията от 1999 г. поставя правилни приоритети и цели, разполага с прогноза в два сценария, разпределение на ресурсите и очаквани резултати. Тя залага прекалено оптимистична прогноза за развитието на икономиката, която не се сбъдва. При отсъствието на последици от кризата от 2007 г., реално би се осъществил минималния сценарий. Заложените в нея действия не се реализират.

Стратегията от 2002 г. едностранчиво поставя приоритет върху осъществяването на приватизация и либерализация в енергийния сектор без ясно аргументирана концепция за структурата на управленските въздействия. Липсват прогноза и анализ на сценарии. Стратегията поставя неправилни приоритети, като изграждането на нова ядрена мощност, и не поставя правилни – необходимостта от разрушаване на естествените монополи в електрическия и газовия сектор. Съдържащият се в нея, и в последствие приложен, пазарен модел, не осигурява свободен избор на доставчик и реално действие на ценови механизъм за по-голяма част от потребителите. Законодателните действия за приватизация произтичат от приемането на Директиви 2003/54/ЕО и 2003/55/ЕО. Не се гарантира независимостта на регулатора и се създават условия за възникване на регулаторен провал, свързан с енергията от ВЕИ, цените на електрическата енергия и финансовия колапс на НЕК. Липсата на стратегически приоритети, свързани с енергийната сигурност, води до силно рискова и неконсистентна политика, свързана с големите енергийни проекти – „Южен поток“ и АЕЦ Белене, действията по които нанасят съществена вреда върху сектора и бюджета.

Стратегията от 2011 г. съдържа правилни приоритети, произтичащи от приоритетите на общата енергийна политика на ЕС. Те са твърде много на брой и не винаги асоциирани с конкретни резултати. Стратегията правилно поставя фокус върху изграждането на интерконекторните връзки и изграждането на енергиен пазар, но те не са изведени на преден план като основни национални цели. Запазено е намерението за изграждане на нови ядрени мощности без ясна аргументация за необходимостта им. Създаден е дисбаланс между инсталираните мощности и очакваното потребление с не достатъчно добра аргументация – очаквано търсене на съседните пазари. Не е отразен регулаторния провал с ВЕИ и кризата в електроенергийния сектор и не са предвидени инструменти за преодоляването им. При коригиране на тези недостатъци, стратегията може да изпълни ролята си до 2020 г.

Бележки

- ¹ Енергийна стратегия на Република България до 2020 г. http://www.mi.government.bg/files/useruploads/files/epsp/22_energy_strategy2020_.pdf
- ² http://ec.europa.eu/clima/policies/package/docs/trends_to_2030_update_2009_en.pdf
- ³ EU Energy Baseline (2009) and Reference Scenario, стр. 19
- ⁴ Директива 2009/29/ЕО изисква поне 50% от приходите от продажба на квоти за емисии на парникови газове да бъдат предназначени за мерки за намаляване на емисиите, подкрепа на използването на ВЕИ и енергийната ефективност, предотвратяване на обезлесяването и други мерки, свързани с борбата с измененията на климата.
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32009L0029>
- ⁵ <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-04-01/eu-carbon-market-emissions-fall-most-in-5-years-on-mild-weather>
- ⁶ http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/GEP/GEPcommodities/Price_Forecast_20150722.pdf
- ⁷ Външна зависимост, местни ресурси, енергиен микс, мощности, енергийна интензивност на индустрията, инфраструктура, характеристики на потреблението.
- ⁸ Първият национален план за действие по енергийна ефективност (2008 – 2010г.) поставя цел 3% до 2010 г., и 9% до 2016 г. спрямо средната стойност за периода 2005-2005 г. Вторият (2011 г.) – 6% от осреднената стойност. Енергийното спестяване, според обхвата на Директива 2006/32/ЕО е 6,3% за 2010 г. и прогнозата е да достигне 16,9% до 2016 г.
http://www.seea.government.bg/documents/Planove_Upravlennie_EE_01_03_12.pdf
- ⁹ Електроразпределителните дружества, за които ДКЕВР издава лицензи за крайни снабдители.
- ¹⁰ Чл. 75, 83-86.
- ¹¹ http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/rule_el_14.pdf
- ¹² Осъществяват консолидиране на излишъците и недостига на електроенергия на потребителите. До въвеждането им ЕСО автоматично определя цена за балансиране, която се добавя към цената за разпределение.
- ¹³ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-1307_bg.htm
- ¹⁴ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-656_bg.htm
- ¹⁵ <http://curia.europa.eu/juris/document/document.jsf?docid=137635&mode=req&pageIndex=1&dir=&occ=first&part=1&text=&doclang=BG&cid=3473259>
- ¹⁶ Подготовката за приватизация – модернизацията и рехабилитацията на мощностите започва още през 1998 г.
- ¹⁷ <http://www.bgenh.com/UserFiles/File/BEH-Business-Breakfast.ppt>
- ¹⁸ Промените, свързани с ДКЕВР, са предизвикани от приемането на Закона за регулирането на водоснабдяването и канализационните услуги. Взява се решение регулирането на водоснабдяването и енергийния сектори да се извършват от една комисия, въпреки големите различия в секторите и регулаторните механизми.
- ¹⁹ За кулминация на регулаторната криза в енергийния сектор може да се приеме именно 2013 г., в рамките на която Комисията сменя 5 председателя.
- ²⁰ Рискови въздействия върху ВЕИ-сектора. Междинен доклад на ЛУР, март 2014
- ²¹ http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/res_c033_06.pdf
- ²² http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/res_c04_09.pdf
- ²³ http://www.mi.government.bg/files/useruploads/files/vop/presentation_energy.pdf
- ²⁴ <http://www.me.government.bg/bg/interviews-detail-299-29.html>

²⁵ Рисковете от „Южен поток“, Междинен доклад на ЛУР, 2013

²⁶ Газовите политически проекти на Кремъл, Извънреден доклад за природен газ, юли 2015 г., Ралица Караконова

²⁷ http://www.mi.government.bg/files/useruploads/files/vop/belleville_financial_modelling_presentation_to_beh.pdf

АКТУАЛИЗИРАНА ПРОГНОЗА ЗА ЕЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕТО ДО 2025

**ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ БАЛАНС,
ОКТОМВРИ 2015**

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Този периодичен доклад се публикува месец по-рано от предвиденото в плана на ЦАУР. Докладът съдържа актуализирана прогноза за производството и потреблението на електроенергия до 2025. Факторите, от които зависи прогнозата, не се оценяват като положителни или отрицателни; анализира се единствено тяхното въздействие. При изготвянето на прогнозата безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и изчисленията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторите не са отговорни за информация и материали, изхождащи от други източници, както и за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; може да се цитира само за изследователски, учебни и административни цели – докладът не е предназначен за медиен дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

© RAM^c 2015. Всички права запазени.



Резюме

Прогнозата е актуализирана с новите данни за производството и потреблението на електроенергия в България и след анализ на основните фактори, които определят електропотреблението. Със съответен математико-статистически модел е прогнозирано потреблението на електроенергия до 2025 от:

- индустрията с фактори: износът на стоки и услуги, добавената стойност в индустрията и населението на възраст 15 – 64 г.;
- услугите и земеделието с фактори: населението на възраст 15 – 64, износът на стоки и услуги, крайното потребление на домакинствата и добавената стойност в индустрията;
- домакинствата и други потребители с фактори: хармонизираният индекс на потребителските цени за електроенергия, населението на възраст 15 – 64 г. и БВП;
- крайното потребление на домакинствата е коригирано със заместващо го потребление на природен газ;
- транспорта с подходящ статистически модел;
- прогнозирано е общо за периода до 2025 намаление на собственото потребление на електроцентралите и на загубите при пренос;
- износът е съобразен с плановете на съседните страни за развитие на собствено електропроизводство.

Основните изводи потвърждават и конкретизират Първата прогноза на ЛУР за потреблението на електроенергия: то се увеличава значително в сектора на услугите и минимално в индустрията; намалява при домакинствата и нарастването на нетния износ достига потенциала на трансграничната преносна мрежа.



Изходна постановка

Оценката за потреблението на електроенергия е критично важно за планиране на инвестициите в генериращи мощности и преносна инфраструктура. То е основата на изграждането на визия и изработването на стратегия за развитие на електроенергийния сектор. Погрешните инвестиционни решения имат дългосрочен негативен ефект върху икономическото развитие – с хоризонт на последствията 50 и повече години.

Предлаганата прогноза преследва три цели: насока за бъдещото потребление в средносрочна перспектива – до 2025 г.; изследване на статистическата значимост на използваните макроикономически индикатори; оценка на надеждността и полезността на използвания модел.



Методика

Прогнозирането се осъществява чрез множествена линейна регресия по модела

$$\hat{Y} = a + b_1X_1 + b_2X_2 + b_3X_3 + b_nX_n$$

където:

\hat{Y} е стойността на зависимата величина (предвижданото потребление);

a е константа;

X_n е стойността на независимата величина;

b_n е ъгловият коефициент (slope) на независимата величина X_n .

Крайното потребление на електроенергия се разделя на компоненти: потребление в индустрията; услугите и земеделието; домакинства и други¹; потребление в транспорта. Към тях, за определяне на електроенергийния баланс, се добавят износ и внос; загуби, потребление в енергийния сектор. Този подход е оправдан от наличието на различни статистически значими фактори, влияещи върху потреблението в различните сектори и от различните тенденции за изменение на потреблението по сектори в годините.

Използваните макроикономически индикатори са: население, брутен вътрешен продукт, трудоспособно население от 15 до 64, крайно потребление на домакинствата, добавена стойност в индустрията и услугите. Прогнозата доказва статистическата значимост на влиянието им в специфични комбинации спрямо разграничените прогнозиранни величини.

Избраният модел цели съчетаване на оптимален брой статистически значими индикатори. При наличието на голям брой индикатори, чието прогнозиране е трудно, валидността на общата прогноза намалява.

Източник на прогнозните макроикономически индикатори е моделът на общо равновесие на Европейската комисия GEM-E3². Използването на резултатите от този модел, в съчетание с използването на статистически значим модел с две до четири независими величини, минимизира вероятността за съществено отклонение между прогнозните и реалните стойности на електропотреблението.

Статистическите операции са извършени в SPSS, необходимите калкулации, свързани с базата данни – в MS EXCEL.



Използвани данни

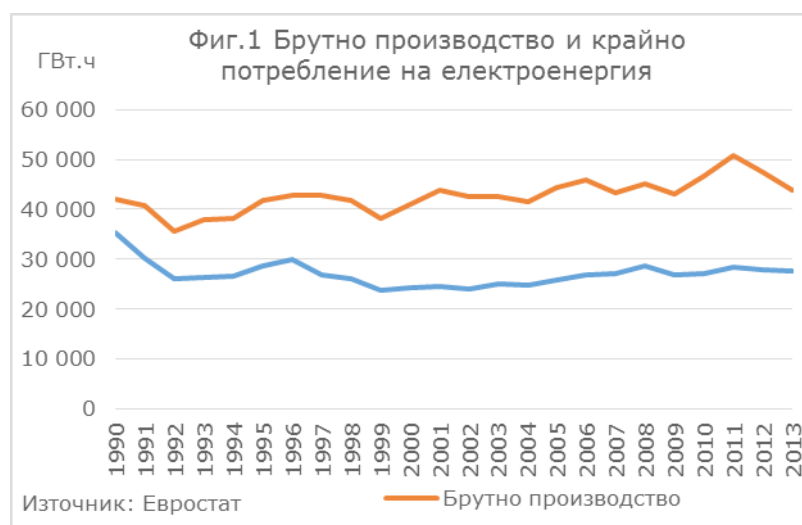
Разглежданият за прогнозата период е 1990 – 2025. Наличието на данни за повече от двадесет години назад във времето позволява постигането на достоверност при прогнозирането за десет години напред.

Електроенергийният баланс в НСИ съдържа месечни данни от 2001 г. Данните от общия енергиен баланс са от същата година.

За разлика от тях, Евростат предоставя данни за електропотреблението до 1990 г. Базата данни на Световната банка предоставя данни за използваните макроикономически индикатори до 1990, а в редица случаи – до 1960 г. Прогнозата използва данните на Евростат за електроенергийния баланс и данните на Световната банка за статистически значимите макроикономически индикатори.



Електроенергиен баланс



Брутното производство се движи между 35 в 1992 и 50 TWh в 2011, крайното потребление – между 23,7 в 1999 и 35 в 1990 TWh. След 1999 г. потреблението на електроенергия се стабилизира и се наблюдава плавно нарастване. Както се вижда от Фигура 1, от началото на периода, се наблюдава увеличаване на разликата между брутното и крайното потребление. Тя се дължи на увеличавания износ. През 1990 г. България е нетен вносител, с 3,8 TWh, или 11% от крайното потребление. От 1994 г. износът започва да превишава вноса. За

2014 г. нетният износ е 9,4 TWh, или 20% от брутното производство.

Данните на НСИ за електроенергийния баланс включват брутно производство, нетно производство, внос, износ и нетно вътрешно потребление. Нетното потребление е сумата на нетното производство и вноса минус износа.

Данните на Евростат кореспондират с тези на общия енергиен баланс, но се разпростират до 1990, т.е. за 11 години повече. Структурата на електроенергийния баланс е следната.

Крайното потребление на електроенергия е сумата на крайното потребление в индустрията, транспорта, домакинствата, услугите, земеделието, и други (без посочена категория). Нетното производство е сумата на брутното производство минус собственото потребление.³ Брутното производство е сумата на крайното потребление, загубите, потреблението в енергийния сектор,⁴ износа, производството в ПАВЕЦ, минус вноса, плюс статистическата разлика.

Освен на данните, предлаганата прогноза се основава на структурата на електроенергийния баланс. Ще бъде направена прогноза за крайното потребление в индустрията, услугите и земеделието, транспорта и домакинствата. Към тях ще бъдат добавени прогнозни данни за вноса и износа (нетен износ), потреблението в енергийния сектор и загубите. Сборът им ще даде брутното производство, което ще предостави данни за визия за необходимите мощности и инфраструктура в 10-годишна перспектива.



Фактори, влияещи върху електропотреблението

Извършените предварителни анализи показват наличието на следните статистически значими фактори по отношение на компонентите на електропотреблението.

Статистически значими фактори за електропотреблението в индустрията са

- износът на стоки и услуги,
- добавената стойност в индустрията, и
- населението на възраст 15 – 64 г. ⁵.

Общо, те обясняват 84% от общата вариация на потреблението на електроенергия в индустрията (изгладен коефициент на детерминация $R^2 = 0,842$). Трите индикатора поотделно имат следното участие в обясняването на вариацията: за износа на стоки и услуги $\beta = ,691$, за добавената стойност в индустрията $\beta = ,401$, за населението на възраст 15-64 г. $\beta = 1,050$ и са позитивно асоциирани с изменението на потреблението. Моделът е статистически значим със стойности на F-критерий 41,897 и равнище на значимост $0,000 < 0,05 = \alpha$ за самия модел и за двата фактора поотделно.

Статистически значими фактори за електропотреблението в услугите и земеделието са:

- населението на възраст 15 – 64,
- износът на стоки и услуги,
- крайното потребление на домакинствата, и
- добавената стойност в индустрията. ⁶

Заедно, те обясняват 96% от общата вариация на електропотреблението (изгладен коефициент на детерминация $R^2 = 0,959$). Четирите индикатора поотделно имат следното участие в обясняването на вариацията: – за населението на възраст 15-64 $\beta = -0,575$; за износа на стоки и услуги $\beta = -0,383$; за крайното потребление на домакинствата $\beta = 0,647$; за добавената стойност в индустрията $\beta = -0,329$. Всички индикатори, с изключение на потреблението на домакинствата, са негативно асоциирани с изменението на потреблението в индустрията и земеделието. Моделът е статистически значим, със стойности на F-критерий 137,040 и равнище на значимост на модела и факторите $p = 0,000 < 0,05 = \alpha$.

Статистически значими фактори за изменението на потреблението при домакинствата (с категорията „други“) са:

- хармонизираният индекс на потребителските цени за електроенергия,
- населението на възраст 15 – 64 г., и
- БВП ⁷.

Общо, те обясняват около 49% от вариацията на електропотреблението на домакинствата (изгладен коефициент на детерминация $R^2 = 0,489$). И трите индикатора имат балансирано

участие в обясняването на вариациите поотделно: за хармонизираният индекс на потребителските цени за електроенергия $\beta = -3,969$, за населението на възраст 15 – 64 г. $\beta = -1,939$, за БВП $\beta = 1,825$. Хармонизираният индекс на потребителските цени за електроенергия и населението на възраст 15 – 64 г. са негативно асоциирани с изменението на електропотреблението при домакинствата, докато БВП е позитивно асоцииран. Моделът е статистически значим, със стойности на F-критерий 6,099 и равнище на значимост $p = ,008 < 0,05 = \alpha$ за модела и за факторите съответно ,001, ,019 и 0,17.

Потреблението в транспорта играе минимална роля в общото крайно потребление – 277 ГВт.ч. или около 1% за 2013. В 1990 г. потреблението е било 1305 ГВт.ч., т.е. реализиран е спад от почти 79%. В допълнение, изменението не е линейно: в началото на 90-те години, поради икономическата криза и постепенното отпадане на неефективните предприятия, то бележи рязък спад, след което тенденцията се стабилизира. Това прави линейния регресионен модел неподходящ. Предвид минималното значение, потреблението в транспорта ще бъде прогнозирано с логаритмична регресионна крива по модела $y = a \cdot \ln(x) + b$.



Прогнозиране на стойностите на влияещите фактори

Изменението на факторите е систематизирано в:

Таблица 1 Прогнозни стойности на факторите, влияещи върху електропотреблението

Година	БВП (млн. лв. 2011)	Изменение в %	Население 15- 64 в хил.	Крайно потребление домакинства в млн. лв.	Изменение в %	Индустрия, добавена стойност, млн. лв.	Изменение в %	Услуги, добавена стойност, млн. лв.	Изменение в %	Износ, стоки и услуги, млн. лв.	Изменение в %
2015	77 487	2,3	4 820	49 722	2,9	19 357	2,0	43 926	2,4	52 228	5,0
2016	79 270	2,3	4 754	51 164	2,9	19 744	2,0	44 981	2,4	54 840	5,0
2017	81 093	2,3	4 692	52 647	2,9	20 139	2,0	46 060	2,4	57 582	5,0
2018	82 958	2,3	4 634	54 174	2,9	20 541	2,0	47 166	2,4	60 461	5,0
2019	84 866	2,3	4 580	55 745	2,9	20 952	2,0	48 297	2,4	63 484	5,0
2020	86 818	2,3	4 530	57 362	2,9	21 371	2,0	49 457	2,4	66 658	5,0
2021	87 947	1,3	4 479	58 681	2,3	21 649	1,3	50 149	1,4	69 324	4,0
2022	89 090	1,3	4 432	60 031	2,3	21 931	1,3	50 851	1,4	72 097	4,0
2023	90 248	1,3	4 389	61 411	2,3	22 216	1,3	51 563	1,4	74 981	4,0
2024	91 421	1,3	4 348	62 824	2,3	22 504	1,3	52 285	1,4	77 980	4,0
2025	92 610	1,3	4 309	64 269	2,3	22 797	1,3	53 017	1,4	81 100	4,0

За населението 15 – 64 г. е използвана прогнозата на OECD⁸. Данните за БВП, крайното потребление на домакинствата и добавената стойност в индустрията и услугите е изчислена на база данните от моделът GEM-E3⁹. Прогнозата ни за износа се базира на

макроикономическа прогноза на Световната банка за Европа и Централна Азия.¹⁰

Използването на специализирани прогнози увеличава достоверността на прогнозата на електропотреблението. На базата на тези данни и коефициентите, изчислени от статистическия софтуер, изготвяме прогнозата за крайното електропотребление.



Прогнозиране на крайното електропотребление

С помощта на изчисленията на статистическия софтуер бяха изведени следните уравнения. За индустрията:

$$\hat{Y}_{\text{индустрия}} = -46125 + 1,71114304413533E-07 * X_1 + 7,31577583178935E-08 * X_2 + 0,00922939047645381 * X_3,$$

където X_1 е прогнозната стойност за износа на стоки и услуги, X_2 е прогнозната стойност за добавената стойност в индустрията, X_3 е прогнозната стойност на населението на възраст 15-64 г. за съответната година.

За услугите:

$$\hat{Y}_{\text{услуги}} = 32894,6598875631 + (-1,0673633448979E-07) * X_1 + 2,04119705707228E-07 * X_2 + (-6,75212813090944E-08) * X_3 + (-0,00568194177785879) * X_4,$$

където X_1 е прогнозната стойност за износа на стоки и услуги, X_2 – крайното потребление на домакинствата, X_3 – добавената стойност в индустрията, X_4 – население 15 – 64 г.

За домакинствата:

$$\hat{Y}_{\text{домакинства}} = 66191,5076553719 + -1,96556725993187E-07 * X_1 + (-0,0102702305699661) * X_2 + (-150,005574841232) * X_3,$$

където X_1 е БВП, X_2 е население 15 – 64 г., X_3 е хармонизираният индекс на потребителските цени за електроенергия.

За транспорта:

$$\hat{Y}_{\text{транспорт}} = -306,6 \ln(x) + 1300,9$$

С помощта на тези уравнения се изчислява потреблението по сектори. Данните за него, заедно с крайното потребление, което е сумата от потреблението по сектори, са представени в таблица 2.

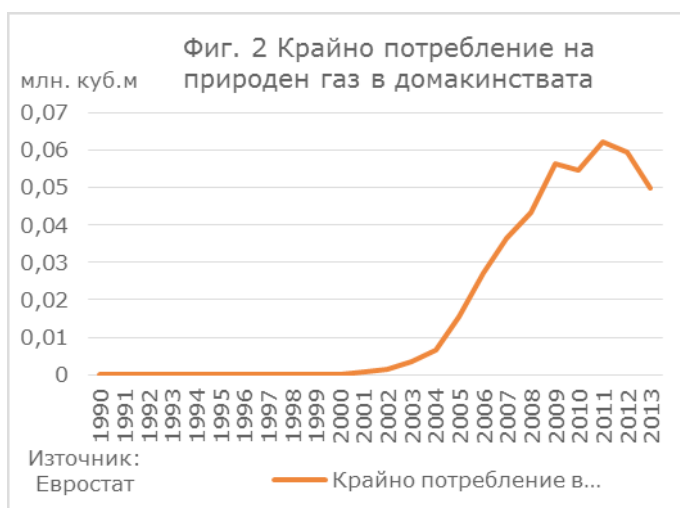
Таблица 2

ГВт.ч/ Година	Крайно потребление (КП): общо	КП Услуги	КП Индустрия	Общо домакинства + др.	Транспорт
2015	27577	8773	8717	9772	314
2016	27958	9141	8578	9937	302
2017	28335	9477	8503	10065	290
2018	28709	9783	8492	10156	279

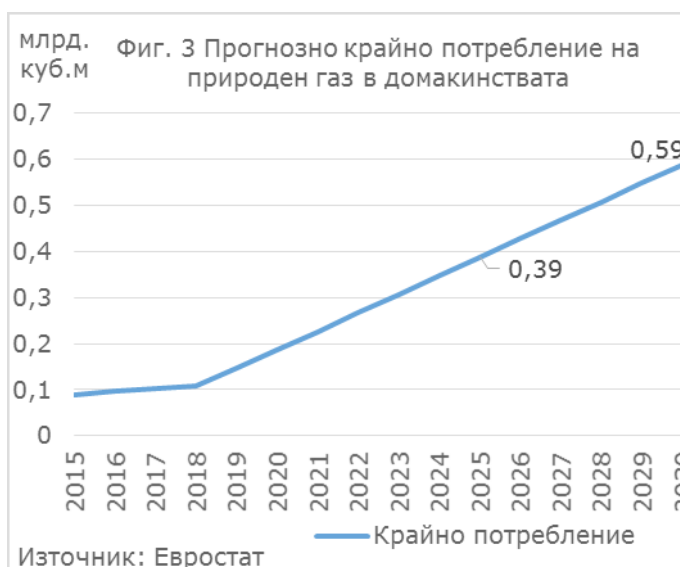
2019	29083	10058	8543	10213	268
2020	29460	10305	8656	10241	258
2021	29591	10563	8658	10122	248
2022	29707	10789	8721	9958	238
2023	29814	10988	8839	9758	229
2024	29923	11168	8999	9537	220
2025	30039	11332	9192	9303	211
Промяна	9%	29%	5%	-5%	-33%



Заместващо потребление на природен газ



Считаме за оправдано допускането, че част от потреблението на електрическа енергия ще бъде изместено от природен газ.¹¹ Фигура 2 показва потреблението на природен газ за домакинствата. Битовото потребление у нас започва след 2001 и бележи устойчив растеж до 2009 г. Делът на газифицираните домакинства обаче остава твърде малък – около 3%. Причините за това са високите цени и слабо развитият пазар. Въпреки това, потреблението на природен газ ще нараства. Аргументите за това са следните.



Цените в региона ще намаляват заради увеличеното предлагане, новата преносна инфраструктура и пазарното ценообразуване. След 2018 г. е вероятен индустриален добив на местен природен газ в Черно море.¹² Енергийната стратегия на Република България предвижда броят на газифицираните домакинства да нарасне десетократно до 2030 г. Това ни дава основание да очакваме, че потреблението на природен газ в домакинствата ще се увеличи до около 0,39 млрд. куб. м. през 2015 г. и 0,59 млрд. куб. м. до 2030 г. Това ще измести около 3,4 до 3,6 TWh от крайното потребление на електроенергия, която в момента се използва за отопление от самите домакинства, или в енергийния сектор/

услугите.



Консолидирана прогноза за електроенергийния баланс

Консолидираната прогноза е представена на Таблица 3.

Гвт.ч / Година	Брутно производство ¹³	Крайно потребление с корекция природен газ	Общо: крайно потребление	Общо - собствено потребление и загуби	Нетен износ
2015	43 744	27577	27577	9212	6252
2016	43 769	27618	27958	9140	6295
2017	43 789	27655	28335	9068	6337
2018	43 807	27689	28709	8996	6379
2019	43 824	27723	29083	8925	6422
2020	43 844	27760	29460	8853	6464
2021	43 617	27551	29591	8781	6506
2022	43 376	27327	29707	8710	6549
2023	43 125	27094	29814	8638	6591
2024	42 876	26863	29923	8566	6633
2025	42 634	26639	30039	8495	6675
Промяна	-3%	-3%	9%	-8%	8%

Към данните за крайното потребление са добавени прогнозни данни за собственото потребление и нетния износ. Считаме, че нетният износ няма да се увеличава според прогнозата на ЕК. Достигнат е максимумът на капацитета на преносната мрежа от 1600 – 1700 MW, или 10 TWh годишно.¹⁴ В перспективата на 2025 г. увеличената свързаност на националните пазари за електроенергия не може да стимулира допълнително износа. Причините за това са: 1) липсата на капацитет на сегашната мрежа за увеличение; 2) цена на едро на електроенергията в България е висока и неконкурентна по отношение на тази в Румъния и Украйна; 3) в Турция се изграждат нови, вкл. Атомни, електроцентрали и, 4) прогнозата за нарастване потреблението на електроенергия в Гърция е несигурна, поради влошените макроикономически условия. Поради тези причини, вместо прогнозата на ЕК за нарастване на нетния износ на електроенергия с 36%, се доверяваме на собствената си Първа прогноза в частта ѝ за износа.

Потвърждаваме прогнозата си от 2014 г., че загубите и собственото потребление ще намаляват устойчиво.¹⁵

Крайното потребление, коригирано с увеличената употреба на природен газ в 2025 г. ще бъде 28 TWh и намалява с 1%. Потреблението на енергийния сектор и загубите намаляват с 8%. Нетният износ се увеличава със 7%. Брутното производство намалява с 1%.



Заклучение

Потвърждаваме тезата, направена в Първата ни прогноза, че крайното потребление на електроенергия ще намалява. Основна роля за това ще играе заместващото потребление на природен газ. Няма необходимост от въвеждането на нови големи генериращи мощности.

Считаме, че изготвените прогнози на Европейската комисия не са подходящи за България. В прогнозата на ЕК от 2013¹⁶ крайното потребление на електроенергия в 2025 г. е предвидено да бъде 31901 ГВт. ч., а брутното производство на електроенергия – 52206 ГВт. ч. Причината следва да се търси в използването на генеричен модел за всички държави членки. Моделът на ЕК не предвижда увеличаване на потреблението на газ и заместването на потреблението на електроенергия от домакинствата. Предвижданата тенденция е на плоско нарастване – с 1,4% за периода 2010 – 2010 и 0,6% за периода 2020 – 2030 г. Считаме, че тези оценки са силно занижени, по изложените по-горе съображения и по тези, които са посочени в други доклади на ЛУР.

Предходната прогноза на ЕК, изготвена в 2009,¹⁷ използва в модела за България намерението за строеж на нови ядрени мощности от 1760 MW. Предвиденото крайно потребление е 32180 ГВт. ч., и брутно производство – 53438 ГВт. ч. Тези завишени стойности показват зависимостта на моделирането от предварителните допускания.

Приложеният регресионен модел показва следното:

- потреблението на електроенергия се увеличава съществено в сектора на услугите и минимално в индустрията. Това се вписва в тенденцията за увеличаване на ролята на услугите в икономиката и водещата роля на износа за растежа на икономиката;
- намалява потреблението при домакинствата, вследствие увеличената енергийна ефективност и намаляване броя на населението. Увеличеното благосъстояние на домакинствата няма да доведе до увеличение на потреблението на електроенергия;
- има слаба положителна тенденцията за износа.

Значима промяна, която очакваме в електроенергийния сектор, е увеличаването на потреблението на природен газ. То ще бъде стимулирано от изграждането на нова преносна инфраструктура, понижаването на цените и очаквания местен добив. В резултат, ще нарасне ефикасността на сектора като цяло, което ще е свързано и със заместване на потребление на електроенергия за домакинствата.

Нашата Втора прогноза на електропотреблението е по-оптимистична от Първата. Това се дължи основно на по-високата оценка за крайното потребление 30,13 TWh., в сравнение с предишната прогноза, която беше за 25,89 TWh.

Статистическите качества на модулите на модела във Втората прогноза са значително по добри от Първата и дават по-надеждни резултати.

Бележки

¹ „Други“ е категория в базата данни на Евростат, за които не е посочена категория. Допускаме, че заради хетерогенното потребление в категорията „домакинства“, тя е най-подходяща за включването на потреблението от „други“.

² <https://ec.europa.eu/jrc/en/gem-e3/model>

³ „Собствено потребление“ включва потреблението в ТЕЦ, комбинирани и топлинни централи.

⁴ Потреблението в енергийния сектор включва общото потребление в целия енергиен сектор, за разлика от „собственото потребление“, което се отнася само за генериращи централи.

⁵ Статистически значими фактори за електропотреблението в индустрията:

Model Summary

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate
1	.929 ^a	.863	.842	942.8305

a. Predictors: (Constant), Население 15-64, Индустрия, добавена стойност, лв, Износ, стоки и услуги

ANOVA^a

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	111730303,824	3	37243434,608	41,897	,000 ^b
	Residual	17778586,676	20	888929,334		
	Total	129508890,500	23			

a. Dependent Variable: КП Индустрия

b. Predictors: (Constant), Население 15-64, Индустрия, добавена стойност, лв, Износ, стоки и услуги

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients	Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Beta		
1	(Constant)	-46125,000		-5,855	,000
	Износ, стоки и услуги	1,711E-7	,691	5,007	,000
	Индустрия, добавена стойност, лв	7,316E-8	,401	4,128	,001
	Население 15-64	,009	1,050	6,895	,000

a. Dependent Variable: КП Индустрия

⁶ Статистически значими фактори за електропотреблението в услугите и земеделието:

Model Summary

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate
1	.983 ^a	.966	.959	537.454

a. Predictors: (Constant), Индустрия, добавена стойност, лв, Крайно потребление на домакинствата, лв, Износ, стоки и услуги, Население 15-64

ANOVA^a

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
-------	--	----------------	----	-------------	---	------

1	Regression	158340392,777	4	39585098,194	137,040	,000 ^b
	Residual	5488288,556	19	288857,292		
	Total	163828681,333	23			

a. Dependent Variable: КП Услуги

b. Predictors: (Constant), Индустрия, добавена стойност, лв, Крайно потребление на домакинствата, лв, Износ, стоки и услуги, Население 15-64

Coefficients ^a					
Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	Sig.
		B	Std. Error	Beta	
1	(Constant)	32894,660	6722,761		,000
	Население 15-64	-,006	,001	-,575	,000
	Износ, стоки и услуги	-1,067E-7	,000	-,383	,000
	Крайно потребление на домакинствата, лв	2,041E-7	,000	,647	,000
	Индустрия, добавена стойност, лв	-6,752E-8	,000	-,329	,000

a. Dependent Variable: КП Услуги

⁷ Статистически значими фактори за изменението на потреблението при домакинствата (заедно с категорията „други“):

Model Summary

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate
1	,765 ^a	,585	,489	867,384

a. Predictors: (Constant), БВП* (лв. 2011), Население 15-64, HICP (2005 = 100) електричество

ANOVA^a

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	13765438,197	3	4588479,399	6,099	,008 ^b
	Residual	9780609,333	13	752354,564		
	Total	23546047,529	16			

a. Dependent Variable: Общо домакинства + др.

b. Predictors: (Constant), БВП* (лв. 2011), Население 15-64, HICP (2005 = 100) електричество

Coefficients ^a					
Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	Sig.
		B	Std. Error	Beta	
1	(Constant)	66191,508	22905,046		,013
	HICP (2005 = 100)	-150,006	36,343	-3,969	,001
	електричество	-,010	,004	-,939	,019
	Население 15-64	1,966E-7	,000	1,825	,017

a. Dependent Variable: Общо домакинства + др.

⁸ http://stats.oecd.org/index.aspx?DatasetCode=POP_PROJ
⁹ <http://ec.europa.eu/transport/media/publications/doc/trends-to-2050-update-2013.pdf>
¹⁰ <http://www.worldbank.org/en/publication/global-economic-prospects/regional-outlooks/Global-Economic-Prospect-2015-Europe-and-Central-Asia-analysis>

¹¹ Прогноза за електроенергийния баланс на Република България, ЛУР, 2014

¹² Пак там.

¹³ Добавено е производството в ПАВЕЦ, включен в електроенергийния баланс по модела на Евростат. Моделираме вариацията му с квадратична регресия по формула $y = 152,24x0,4753$. Тогава коефициентът на детерминация $R^2 = 0,623$. За 2025 производството достига 824 гвт.ч. Считаме това за достоверно при условие, че нараства необходимостта от оптимизация и балансиране на базовите мощности при използване на максималния потенциал на ВЕИ.

¹⁴ Сравнение на прогнозата на ЕК (Trends to 2050 Reference scenario 2013) и ЛУР. Според прогнозата на ЕК, до 2030, нетният износ трябва да се увеличи с 50% спрямо 2015 г. Считаме, че това е невъзможно заради това, че сега за износа се използва пълният капацитет на преносната мрежа – 1600-1700 MW = 10TWh годишно. Причина за повишеният износ в момента е и приетата през 2013 г. поправка в Закона за енергетиката (ДВ, бр. 59 от 05.07.2013 г.) която прекрати задължението за заплащане на добавката „задължение към обществото“ върху цената на електроенергията за износ. Предстои повторното ѝ въвеждане, което ще повиши крайната цена. За увеличаване на износа за съседни балкански държави, включително и заради възможността за реекспорт е предвиден и одобрен от ЕК само проект за изграждането на връзка от ТЕЦ „АЕС Гълъбово“ до Неа Санта, Гърция. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20141121_cef_energy_lists.pdf Електроенергийната система в европейската част на Република Турция се присъедини към ENTSO-E (<https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/Expanding-the-European-Electricity-Market.aspx>).

Гвт.ч	Нетен износ	Изменение в %, прогноза ЕК	Нетен износ	Изменение в %, прогноза ЛУР
Година				
2015	6532	2,8%	6252	0,5%
2016	6715	2,8%	6295	0,7%
2017	6903	2,8%	6337	0,7%
2018	7096	2,8%	6379	0,7%
2019	7295	2,8%	6422	0,7%
2020	7499	2,8%	6464	0,7%
2021	7762	3,5%	6506	0,7%
2022	8033	3,5%	6549	0,7%
2023	8314	3,5%	6591	0,7%
2024	8605	3,5%	6633	0,6%
2025	8907	3,5%	6675	0,6%
Промяна, общо	36%		7%	

¹⁵ Сравнение на прогнозата на ЕК (Trends to 2050 Reference scenario 2013) и ЛУР:

Гвт.ч	Собствено потребление и загуби	Изменение в %, прогноза ЕК	Собствено потребление и загуби	Изменение в %, прогноза ЛУР
Година				
2015	9076	-1,5%	9212	-0,8%

2016	8940	-1,5%	9140	-0,8%
2017	8806	-1,5%	9068	-0,8%
2018	8674	-1,5%	8996	-0,8%
2019	8544	-1,5%	8925	-0,8%
2020	8416	-1,5%	8853	-0,8%
2021	8450	0,4%	8781	-0,8%
2022	8483	0,4%	8710	-0,8%
2023	8517	0,4%	8638	-0,8%
2024	8551	0,4%	8566	-0,8%
2025	8586	0,4%	8495	-0,8%
Промяна, общо	-5%		-8%	

¹⁶ Trends to 2050 Reference scenario 2013, <https://ec.europa.eu/energy/en/statistics/energy-trends-2050>

¹⁷ EU Energy trends to 2030, update 2009, <https://ec.europa.eu/energy/en/statistics/energy-trends-2050>

ВТОРИ МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА, 2015

Ралица Караконова



Поради засилената актуалност на темата този доклад, който фигурира в годишния план за публикации на RAM^c, за месец декември се публикува през октомври.

Факторите, които влияят не се оценяват като положителни или отрицателни; анализира се единствено тяхното въздействие. При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните и анализите са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Анализът и прогнозите не изразяват политически пристрастия; не третират предмета на анализа положително или отрицателно. Документът дава аргументи за ползата или за вредата за всички страни; третира темата и от гледна точка на управлението на процесите.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници; не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, а от академичния дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

© RAM^c 2015. Всички права запазени.



Резюме

Докладът анализира новите обстоятелства, от които зависят цените на горивата у нас. Има за цел да разкрие, защо спадът на цените на суровия петрол в световен мащаб не се отразява пропорционално върху цените на горивата у нас.

Направен е опит за анализ на цените на горивата преди облагането им с косвени данъци. Разгледани са отделните компоненти, които формират крайната цена и е направена съпоставка с формирането и структурата на цените на горивата в ЕС.

Направена е оценка на ефекта на намаляването на цената на суровия петрол върху отражението на крайната цена на горивата, при равни други условия. Посочени са предположения за причините за високите цени на горивата за крайните потребители.

Повдигаме за основателни съмнения относно дейността на „Лукойл“ в България. Направен е опис на съмнителните практики на компанията в други държави.

В заключение се отправят препоръки за противодействие на рисковете на пазара на течни горива, към компетентните органи: Народното събрание, Министерският съвет, Агенция „Митници“ и Национална агенция по приходите (НАП).



Въведение

Новите обстоятелства в сектора на течните горива, които се анализират в междинния доклад са:

- 1) Рязкото спадане и задържане на ниско ниво цените на суровия петрол¹;
- 2) Стабилността на курса на щатския долар през пролетта и лятото на 2015, с колебания между 1.72-1.78 лв./\$, след покачването до 1.85 лв./\$ през март-април
- 3) Нарастването на добива на суров петрол от страни, извън ОПЕК, което ограничава нейния монопол и намалява възможностите ѝ за влияние върху цените;
- 4) Спадането на цената на суровия петрол не се отразява адекватно върху цените на течните горива на българския пазар.



Цените на горивата

От данните, публикувани на сайта „Енерджи портал“² може да се направи сравнителен анализ на цените на горивата в страните от ЕС. Тези цени са формирани от акциза, ДДС и цената, без косвените данъци. Цената без косвени данъци у нас се образува от:

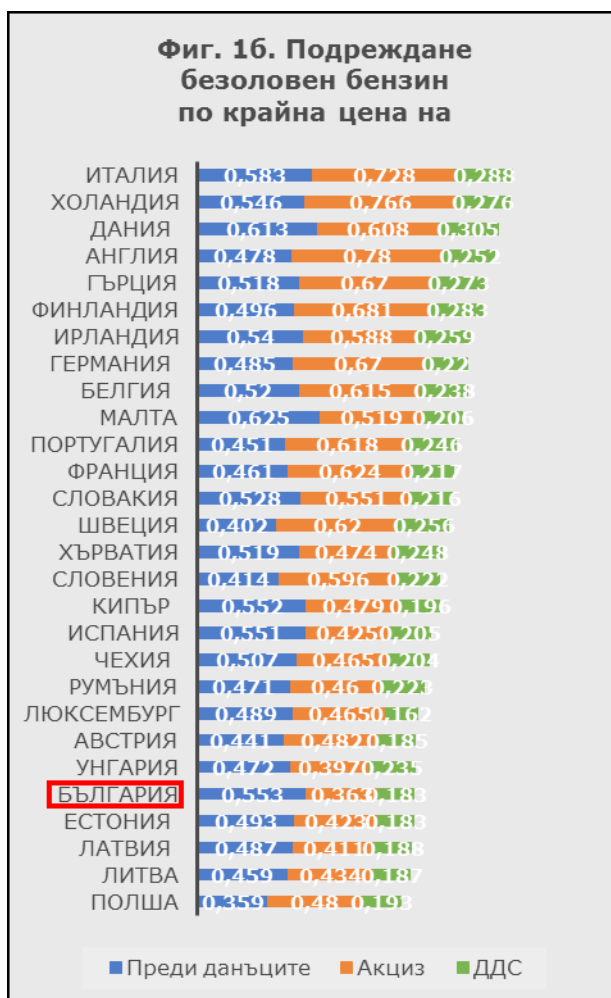
- (1) цената за вноса на суров петрол сорт „Урал“, която е една от най-ниските в Европа, включително поради по-ниските транспортни разходи;

- (2) производствените разходи и нетния доход (печалбата) преди облагане с данъци на „Лукойл Нефтохим Бургас“ или разходите за доставка на горивото;
- (3) разходите за съхранение, транспорт и продажба на едро, и нетния доход преди облагане;
- (4) разходите за съхранение, транспорт и продажба на бензиностанциите, и нетния им доход преди облагане.

Акцизът е различен за всяка страна, но е с тенденция за хармонизиране, която е заложена в присъединителните договори. ДДС зависи от данъчната политика на всяка от страните от ЕС.

Цената на безоловния бензин без акцизи и ДДС в България е една от най-високите за Европа³. Изпреварват ни единствено Дания, Италия, Малта и Холандия. Тази цена у нас е с 10.5% по-висока от средната за страните от ЕС, при положение, че средното брутно почасово заплащане в България е над 4.4 пъти по-ниско от това в ЕС⁴. С прибавени косвени данъци крайната цена у нас е една от ниските в Европа, заедно с тази в Естония и по-висока от тази в Латвия, Литва и Полша. У нас това се дължи на по-ниските данъчни ставки, а в останалите държави – на по-ниската цена на горивото без косвени данъци. Сравнението на цените показва, че у нас и в Естония безоловния бензин се продава на една и съща крайна цена - € 1,099 и еднакъв размер на ДДС - € 0,183. Разликата \approx € 0,06 е в акциза и съответно в цената без косвени данъци, която е € 0,493 в Естония и € 0,553 в България. Средната брутна цена на труда в Естония е около 22 €/час, докато в България е около 7 €/час или повече от 3 пъти по-ниска.

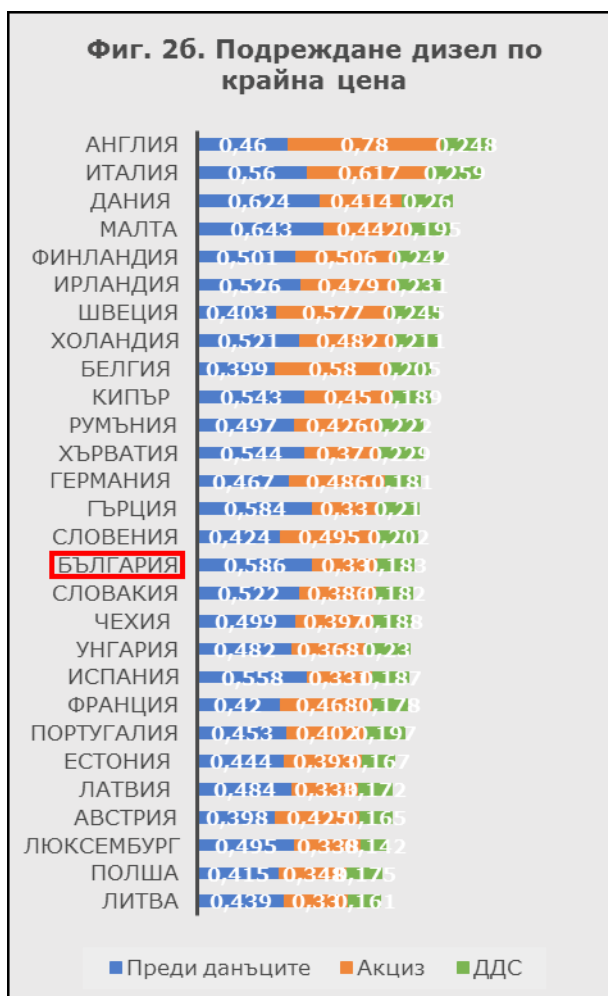
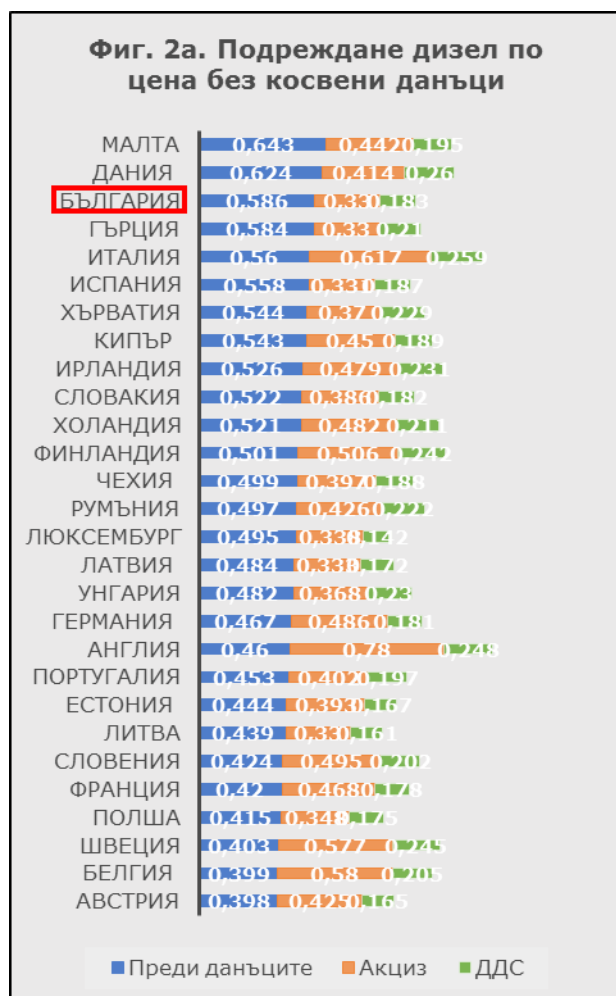
Делът на цената без косвени данъци на безоловния бензин в България в крайната цена е 50,3%. Средно за страните от ЕС този дял е 39,5%. Съответният дял на акциза у нас е 33%, докато средно в ЕС е 43%. Делът на ДДС у нас е 17%, при средно 18% за горивото в ЕС.



Цената на дизеловото гориво без акцизи и ДДС в България е по-ниска само от тази в Малта и Дания. Тя е по-висока от средната в страните от ЕС с 11.8%. Тук е още по-силен аргумента с ниското заплащане на труда. Крайната цена на горивото у нас е с 11.2% по-ниска от средната в ЕС, в 12 държави в ЕС е по-ниска от тази, която плащат българските потребители.

Във всички държави в Европа, с изключение на България, дизелът е по-евтиното гориво за крайните потребители – със средна за ЕС крайна цена - 1,137 €/литър срещу 1,277 €/литър на безоловния бензин.

Делът на цената без косвени данъци на дизеловото гориво в България в крайната цена е 53,3%. Средно за страните от ЕС този дял е 43,9%. Съответният дял на акциза у нас е 30%, докато средно в ЕС е 38%. Делът на ДДС у нас и на този в ЕС е както при безоловния бензин.



От анализа се вижда още, че делът на двата косвени данъка върху горивата в крайната цена в България е най-нисък, както за безоловния бензин така и за дизеловото гориво и съответно делът на цената без косвените данъци е най-висок в крайната цена за ЕС. Заключение е, че *българският бюджет събира от облагане на горивата относително най-малко данъци в сравнение с останалите страни от ЕС.*

Същевременно българските цени на горивата без косвените данъци, са едни от най-високите в ЕС. Обяснението за това, както видяхме по-горе, не може да се търси в заплащането на труда у нас. Не може да се търси и в разходите за доставка на суровия петрол. Има две знакови изказвания на компетентни лица, според които обяснението следва да се търси в търговската надценка на дребно и едро:

- (1) Според изказване на бившия министър на енергетиката, Трайчо Трайков, „да имаш бензиностанция в България е шест пъти по-печелившо отколкото в западния свят. „Средният марж за богатия свят е около 5-10 стотинки на литър гориво, а в България е 30-40 ст. за литър“⁵.
- (2) „Цената на литър бензин с акциз и ДДС е около 1.80 лева“, оценява шефът на Агенция „Митници“ Ваньо Танов. По думите му този марж от 45 стотинки и разликата от няколко стотинки като крайна цена, говорят за картел⁶.

**Опит за анализ на цената без косвените данъци**

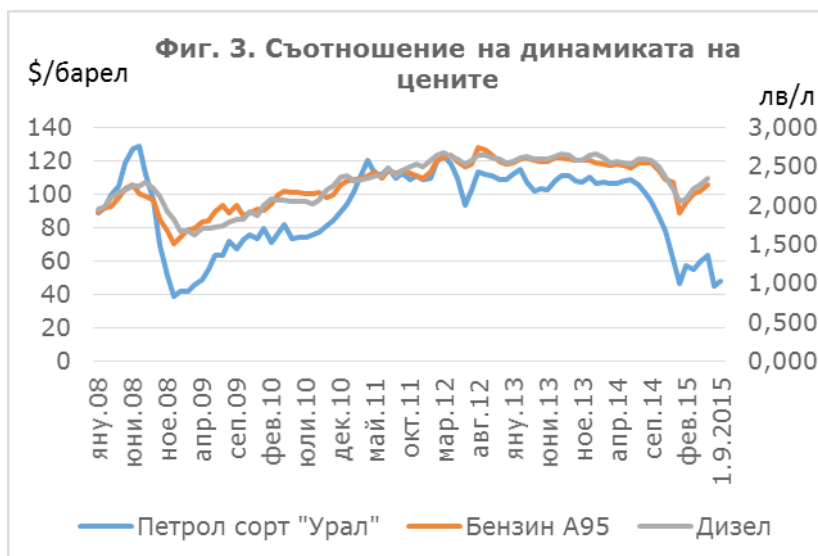
С Решение № АКТ-887-26.07.2012 на КЗК⁷ на фирмите „Лукойл България“ ЕООД, „Ромпетрол България“ АД, „Нафтекс Петрол“ ЕООД, „ОМВ България“ ООД се забранява да публикуват цените си на едро, тъй като те се считат за търговска тайна. Цените се предоставят по заявка на клиента.

Фирма САКСА ООД няма наложена такава забрана и публикува на официалния си сайт цените на горивата за различните региони, които снабдява. Въпросната фирма, разполага със собствени акцизни складове за съхранение, (както показва справката в търговския регистър⁸). Посочената от фирмата базисна цена в лева⁹, валидна от 07:00 часа на 05.09.2015, за 1000 л. дизел: гориво за дизелови двигатели до 0.001%S за КЦ и ИПТ – базисна цена с ДДС – 1833.60; евро дизел 0.001%S с 6% FAME – базисна цена с ДДС – €1845.60¹⁰, е по-ниска от цената на най-евтиния, масов бензин А95Н (Бензин А95Н с мин. 7% био – базисна цена с ДДС – 1891.20)¹¹.

За да изчислим търговската надценка е необходимо сравнение с крайната цена. Затова към цитираните по-горе цени следва да се добави надценката на търговците на дребно и да се приспадне съответния ДДС (тъй като цитираните цени са с начислени акцизи и ДДС при сделки на едро). *От посочените дотук данни се получава, че тази надценка е 0,132 €/литър за безоловния бензин или без ДДС 0,11 €/литър, което е 0,22 лв./литър и за евро дизела - 0,253 лв./литър. Тези резултати потвърждават, макар не изцяло, твърдението на г-н Трайчо Трайков за по-високото, от това в ЕС, равнище на надценка в българската търговия на дребно с горивата.*

Горният анализ води до още едно заключение: Добавката от био Дизел (минимум 6% съдържание на биодизел от 01.06.2012¹²) не прави дизела по-скъп за крайния потребител, тъй като по-ниската акцизна ставка компенсира по-високата първична цена на дизела. Това заключение повдига още веднъж въпросът, защо дизелът на българския пазар на горива е по-скъп от безоловния бензин, противно на цените им в ЕС.

Сравнението на българските цени на горивата без косвени данъци от септември 2015 с тези от декември 2014 показва, че: за безоловния бензин тя е била 1,172 €/литър и за дизеловото гориво – 1,136 €/литър. Въпросът е дали намалението до 1,099 €/литър и на двата вида гориво отразява реалните фактори, от които тя зависи. Според Евростат средната работна заплата у нас е останала същата в периода, което означава, че тя не е повлияла. За същият период цената на суровия петрол сорт „Урал“ е спаднала с 23.3% - от 61,07 \$/bbl на 46,82 \$/bbl. Поради поскъпването на долара от 1,58 на 1,75 лева/USD, *цената на барел в лева е спаднала с 15,2% - от 96,86 на 82,15 BGN/bbl.*



Спадането на цената на безоловния бензин е с 6,2%, а на дизеловото гориво – с 3,3%, което е далече от реалното поевтиняване на разходите за внос на суров петрол сорт „Урал“. Ако то бе отразено изцяло в цената на горивата, те щяха на бъдат през септември 0,932 €/литър или 1,82 лева/литър – почти точно толкова, колкото ги оценява г-н Ваньо Танов.

Заклучението се вижда с просто око на съседната графика¹³ на която са показани българските цени на горивата на фона на динамиката на цената на вноския суров петрол сорт „Урал“.

Това заключение предполага да се потърсят причините за високите цени на горивата на българския пазар във висок нетен доход (печалба) на „Лукойл Нефтохим Бургас“. Тази хипотеза се опровергава напълно от отчетените постоянни загуби от дейността на „Лукойл Нефтохим Бургас“ след 2008 – същите години, които са показани на Фиг. 3. Седем поредни години дружеството не генерира печалба¹⁴ и следователно не плаща корпоративен данък. Отчетите на дружеството опровергават напълно мита, създаден от „Лукойл“, че е най-големия български данъкоплатец¹⁵. Бензиностанциите на „Лукойл България“ са само посредник, който е длъжен по закон да начислява и внася акциза и ДДС в бюджета, но тези косвени данъци се плащат от крайните потребители.



Практиките на „Лукойл“ – съмнения, глоби и обвинения

Напълно основателно е съмнението, как „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД е на загуба в продължение на последните 7 години, след като внася на най-ниска цена суровия петрол, ползва най-ниско платената работна сила в ЕС и продава на относително най-висока цена без косвени данъци? Това е напълно против всички познати икономически практики.

В 2011 Директорът на Агенция „Митници“ споделя съмнения: „По веригата „Лукойл Нефтохим“ България стои една междинна фирма на вход и на изход, която е регистрирана в Швейцария. Тази фирма в края на краищата определя цената и на суровия петрол, и на това, което се изнася. По всяка вероятност е възможно да се акумулират печалбите в тази фирма и по този начин

„Лукойл“ да бъде губеща фирма”¹⁶. В края на 2014 същият източник твърди, че количеството горива, напуснали данъчните складове, е с 30% по-малко, отколкото продаденото по бензиностанциите,¹⁷ което означава, че това е вероятният процент на нелегални продажби на горива на едро. Тези съмнения логично обясняват, защо „Лукойл Нефтохим Бургас“ 7 години отчита загуби.

Към „Лукойл“ има конкретни обвиненията за други незаконни практики. Както е известно, на 9.07. 2015, с разрешение на съда, прокуратурата на Пловдив наложи заповед на 2,2 милиарда долара в активи на Lukoil Europe Holdings Bvatrium Holland в рамките на разследване за пране на пари и укриване на данъци; обвинени са пет сътрудника на компанията S.C.Petrotel-Lukoil S.A.^{18,19} Обект на проверката на прокуратурата са някои от 39-те фирми на „Лукойл“.²⁰ В хода на конфликта прокуратурата повдигна обвинения и за нарушаване на санкциите на ЕС, а румънският съд забрани на „Лукойл“ да ликвидира или закрие рафинерията в Пловдив до 1 ноември²¹. Холдингът частично размрази блокираните си активи от 2 на 1.2 млрд. евро, като се споразумява с румънските данъчни власти и започва „да внася изцяло, своевременно, в пълен обем и в съответствие със закона местните данъци.“²² Готовността за плащане на (част от) претендираните данъци е знак, че „Лукойл“ признава (поне частично) извършените нарушения и губи от конфронтацията с румънските власти.

Руски аналитик отбелязва, че и други страни са действали така, когато са установявали злоупотреби на дъщерни руски компании и твърди, че „всъщност Румъния действа по този сценарий“²³. Тук е мястото да се напомни, че този сценарий за първи път бе приложен от руските власти срещу „Лукойл“ през ноември 2009. Тогава антимонополната служба на Русия наложи рекордна глоба на дружеството за 6,54 млрд. рубли или тогавашни над € 561 млн.²⁴, които по неизвестни причини не бяха платени.

През януари 2015 Службата за сигурност на Украйна обвини „Лукойл“ във финансиране на сепаратистите в областите Донецк и Луганск. Обвинението бе, че компанията, съвместно с украинската ВЕТЕК, са внесли нелегално петролни продукти на стойност 2 млрд. \$ в Украйна за периода 2013 – 2014²⁵, а след това са прехвърлили средствата към дъщерни дружества и след това оттам по незаконен начин са били изпратени за финансирането на посочените терористични организации. През юли 2014 холдингът бе принуден да продаде бензиностанциите си в Украйна, а през април т.г. и „Лукойл-Украйна“ на австрийската AMIC Energy²⁶.



Препоръки за управление на рисковете на пазара на горивата

„Лукойл“, за да отговори на основателните съмнения за практиките си в България, следва да предостави публично всяка важна за обществеността информация за:

- 1) цените на вноса на суровия петрол и списъкът на доставчиците;
- 2) стойността и структурата на всички разходи на рафинерията;
- 3) цените на продажба на едро на горивата;

- 4) условията на договорите за продажба на едро и на договорите за съхранение на горива в своите акцизни складове.

В противен случай авторитетът на холдинга ще продължава да се руши, заедно с нарастването на всеобщите подозрения за негови незаконни практики.

Народното събрание следва да защити публичния интерес, като създаде ефикасни инструменти за защита на конкуренцията на пазара на течни горива. По инициатива на *Министерския съвет* следва законодателно да се въведе изискване за отделяне на преработването от съхранението и транспортирането на горивото. Основанието е същото, на което бе направено разделението между НЕК, ЕСО и ЕРП-та. Сега няма законово изискване за деклариране на собствениците на данъчните складове и за наличието на свързаност между тях.²⁷ Сигурната мярка е тези монополни собственици да бъдат принудени да продадат акцизните складове за гориво на несвързани с тях фирми. Най-рационално е вместо, както се предлага в медиите, с бюджетни средства да се построят публични складове, които да се отдават под наем на конкуриращи се компании, държавата да изкупи акцизните складове за гориво. Според европейските правила това няма да бъде недопустима държавна помощ. Наемите ще позволят вложените за строителството на данъчните складове средства да се възстановят за няколко години. Реализацията на идеята за междуправителствени споразумения с Гърция и Румъния за ползване на техни данъчни складове няма да даде ефект. И сега „ЕКО“ и „Ромпетрол“ могат да го правят, но това не е елиминирало монополът на съхранението.

Агенция „Митници“ следва да завърши ревизията си на вноса и декларирането на данъци за суровия петрол и да обяви публично резултатите от нея. Да установи българският суверенитет (вкл. безусловен митнически и граничен контрол) върху терминал „Росенец“.

Националната агенция за приходите следва:

- 1) Да направи ревизия на „Лукойл Нефтохим Бургас“, на „Лукойл България“ и да поиска от швейцарските данъчни власти да ѝ представят данни за насрещна проверка на „LITASCO GROUP“, за да отговори на публичните съмнения и да посочи причините за хроничните загуби на холдинга в България;
- 2) Да анализира и да се произнесе по хипотезите: а) за нелегален внос/износ на петрол и производните му продукти от страната; б) за укриване на количества;

Да направи съответните проверки и да гарантира реално работещи измервателни уреди за доставката на суров петрол, износ на горива и деривати, за количествата гориво, излязло от акцизните складове.

Бележки

¹ Подробно разписан в Междинен доклад за течните горива, декември 2014

http://riskmanagementlab.com/bg/index.php?id=products&categories_id%5b0%5d=11&categories_id%5b1%5d=12&products_id=72&tx_multishop_pi1%5bpage_section%5d=products_detail

² <https://www.energy.eu/fuelprices/>

³ Цена на компонентите на безоловно и дизелово гориво в евро

7/9/2015	Безоловен бензин, (Euro95)				Дизел			
Държава	Без косвени данъци	Акциз	ДДС	Цена на дребно	Без косвени данъци	Акциз	ДДС	Цена на дребно
Австрия	0.441	0.482	0.185	1.108	0.398	0.425	0.165	0.988
Белгия	0.520	0.615	0.238	1.373	0.399	0.580	0.205	1.184
България	0.553	0.363	0.183	1.099	0.586	0.330	0.183	1.099
Хърватия	0.519	0.474	0.248	1.241	0.544	0.370	0.229	1.143
Кипър	0.552	0.479	0.196	1.227	0.543	0.450	0.189	1.182
Чехия	0.507	0.465	0.204	1.176	0.499	0.397	0.188	1.084
Дания	0.613	0.608	0.305	1.526	0.624	0.414	0.260	1.298
Естония	0.493	0.423	0.183	1.099	0.444	0.393	0.167	1.004
Финландия	0.496	0.681	0.283	1.460	0.501	0.506	0.242	1.249
Франция	0.461	0.624	0.217	1.302	0.420	0.468	0.178	1.065
Германия	0.485	0.670	0.220	1.375	0.467	0.486	0.181	1.134
Гърция	0.518	0.670	0.273	1.461	0.584	0.330	0.210	1.124
Унгария	0.472	0.397	0.235	1.104	0.482	0.368	0.230	1.080
Ирландия	0.540	0.588	0.259	1.387	0.526	0.479	0.231	1.236
Италия	0.583	0.728	0.288	1.599	0.560	0.617	0.259	1.436
Латвия	0.487	0.411	0.188	1.086	0.484	0.333	0.172	0.989
Литва	0.459	0.434	0.187	1.080	0.439	0.330	0.161	0.930
Люксембург	0.489	0.465	0.162	1.116	0.495	0.338	0.142	0.975
Малта	0.625	0.519	0.206	1.350	0.643	0.442	0.195	1.280
Холандия	0.546	0.766	0.276	1.588	0.521	0.482	0.211	1.214
Полша	0.359	0.480	0.193	1.032	0.415	0.348	0.175	0.938
Португалия	0.451	0.618	0.246	1.315	0.453	0.402	0.197	1.052
Румъния	0.471	0.460	0.223	1.154	0.497	0.426	0.222	1.145
Словакия	0.528	0.551	0.216	1.295	0.522	0.386	0.182	1.090
Словения	0.414	0.596	0.222	1.232	0.424	0.495	0.202	1.121
Испания	0.551	0.425	0.205	1.181	0.558	0.331	0.187	1.076
Швеция	0.402	0.620	0.256	1.278	0.403	0.577	0.245	1.225
Англия	0.478	0.780	0.252	1.510	0.460	0.780	0.248	1.488

⁴ [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Estimated_hourly_labour_costs_2014_\(%C2%B9\)_ \(EUR\)_ YB15.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Estimated_hourly_labour_costs_2014_(%C2%B9)_ (EUR)_ YB15.png)

⁵ <http://novinite.bg/articles/98878/Trajcho-Trajkov-Cenata-na-gorivata-shte-padne-pod-2-leva#sthash.Zhh58yEs.dpuf>

⁶ http://dariknews.bg/view_article.php?article_id=1486841

⁷ Решение на КЗК [Решение № АКТ-887-26.07.2012](#) „Лукойл България“ ЕООД се ангажира ..., да прекрати публикуването на цени на горива на електронната страница на дружеството като установи ограничен достъп до цените си на едро единствено за свои клиенти.“ <http://reg.cpc.bg/Decision.aspx?DecID=300033512>

⁸ <https://public.brra.bg/CheckUps/Verifications/ActiveCondition.ra?guid=667c3e263f7541d89538943f06306e25>

⁹ „Забележка: Продажната цена на едро се формира, като към базисната цена се прибавят транспортните разходи до склад на клиента и се приспадат договорените отстъпки за закупени количества.“

¹⁰ <http://www.saksa-bg.com/bg/wholesale/wholesale-fuels>
¹¹ www.saksa-bg.com

Продукт	Мярка	Цена	Акциз	Надценка/ Отстъпка	Данъчна основа	ДДС 20%	Базисна цена с ДДС
Бензин А95Н с мин. 7% био	1000 л	866.00	710	0	1576.00	315.20	1891.20
Гориво за дизелови двигатели до 0.001%S за КЦ и ИПТ	1000 л	883.00	645	0	1528.00	305.60	1833.60
Евро Дизел 0.001%S с 6% FAME	1000 л	893.00	645	0	1538.00	307.60	1845.60

¹² Закон за енергията от възобновяеми източници <http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/zevei-6aug2014.pdf>
¹³ Източник: Europe's Energy Portal; <http://www.topoilnews.com/>
¹⁴ НЕТЕН ДОХОД НА ЛУКОЙЛ НЕФТОХИМ БУРГАС

Хил. лева

Година	Загуба		Печалба
	Отчетена	Преизчислена	
2014	532 104		
2013	241 196		
2012	94 089	94 251	
2011	135 854		
2010	120 463	92 275	
2009	176 038		
2008	473 402		
2007			103 522
2006	24 238		
2005			122 263
2004			17 432
2003			54 793
2002			4 132
2001			3 807
2000			107 780
1999	394 637		
1998			89 307

 Източник: Финансови отчети на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД <http://www.neftochim.bg/publicni-dokumenti/godishen-finansov-otchet.html>
¹⁵ Красимир Стефанов, тогава шеф на НАП: „Безспорно групата „Лукойл“ е най-големият данъкоплатец в България, но това не ги поставят над закона, те внасят над 13% от приходите в данъците.“ 02.08.2011 <http://profit.bg/news/Lukoil-e-naj-golemiyat-danukoplatets-v-Bulgariya/nid-82039.html>

 „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД е най-крупният инвеститор и данъкоплатец в Република България.“ 27.09.2013, <http://www.neftochim.bg/pres-czentar/pres-saobshteniya/%E2%80%9Elukoil-neftoxim-burgas%E2%80%9C-ad-tarzhestveno-chestva-50-godini-ot-proizvodstvoto-na-parviya-balgarski.html>
¹⁶ <http://m.dnes.bg/politika/2011/08/21/lukoil-e-nulev-danykoplatac-otseche-vanio-tanov.126933>

- ¹⁷ http://www.capital.bg/politika_i_ikonomika/bulgaria/2014/09/11/2378936_mitnicite_i_nap_veche_slediat_ednovremenno_za_izmami_s/
- ¹⁸ <http://ria.ru/world/20150709/1121947065.html>
- ¹⁹ <http://www.euractiv.com/sections/energy/romanian-tax-case-threatens-lukoil-eu-shutdown-316346>
- ²⁰ <http://www.economynews.bg/%D1%80%D1%83%D0%BC%D1%8A%D0%BD%D0%B8%D1%8F%D0%BB%D1%83%D0%BA%D0%BE%D0%B9%D0%BB-%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%B0%D0%B2%D0%B0-%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D0%B0-%D0%B2%D0%BC%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%BE-%D0%B1%D0%B5%D0%BD%D0%B7%D0%B8%D0%BD-news65473.html>
- ²¹ <http://ria.ru/economy/20150922/1274173401.html>
- ²² <http://ria.ru/economy/20150925/1281743737.html>
- ²³ <http://ria.ru/economy/20150925/1281743737.html#ixzz3mohj3H97>
- ²⁴ <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2009/11/06/lukoilu-vypisan-rekordnyj-shtraf>
- ²⁵ Съобщение на Службата за сигурност на Украйна:
http://www.sbu.gov.ua/sbu/control/en/publish/article?art_id=136032&cat_id=136572&mustWords=Lukoil&searchPublishing=1
- ²⁶ <http://www.rbc.ua/rus/news/avstriyskaya-amic-energy-zavershila-sdelku-1430320080.html>
- ²⁷ Отговор на мин. Горанов на питане на народния представител Мартин Димитров, относно структурата на собствеността на данъчните складове
http://www.parliament.bg/bg/topical_nature/24004

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, АПРИЛ 2016

Ралица Караконова



Този доклад анализира събитията свързани с изменението на рисковия контекст в газовия сектор; проследява новите рискове за българския газов сектор и прави положителна прогноза за неговото развитие. Предметът не се оценява положително или отрицателно, анализира се единствено с оглед рисковете.

При изготвянето на доклада, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация. Данните, анализите и мненията са базирани на коректно посочените източници. Анализът и прогнозите не изразяват политически пристрастия; не третират предмета на анализа положително или отрицателно; не дават аргументи за ползата или за вредата от несигурността; третират я единствено от гледна точка на опитите за управление на рисковете.

Авторите не носят пряка или косвена отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. може да се цитира само за административни, изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

© RAM^c 2016. Всички права запазени

**Резюме**

Силно променените обстоятелства заплашват интересите на Газпром и особено възможността да налага правила от своето господстващо положение и договори за доставка. Руското противодействие е възобновяване на усилията за построяване на нов вариант на газопровод през Черно море до България. Ако този проект се реализира ще създаде нови рискове за енергетиката и националната сигурност. Друго руско противодействие е отстраняването на „Овергаз мрежи“ от доставките на природен газ (ПГ). Така се запазва и укрепва монополното положение на „Булгаргаз“ и се прави невъзможно, за дълъг срок от време, либерализирането на газовия пазар в България.

Развитието на проектите за интерконекторите, както и успешно проведените пазарни тестове, създават очакване, че в близките две години България ще престане да бъде остров сред европейската газове инфраструктура; през страната могат да преминат между 9.3 – 17.6 млрд. куб. м. ПГ.

Идентифицирани са рисковете за свързването на българската газове мрежа със съседните страни от действащите договори за доставка на руски ПГ за България и за транзит за съседните страни.

Направени са анализи и положителни прогнози за бъдещото развитие на българския газов сектор.

**Руските интереси в България**

Опитите на Европа да диверсифицира доставките си и регулаторните промени насочени към ограничаване възможностите за злоупотреба с господстващо положение на европейския газов пазар, поетапно довеждат до намаляване влиянието на Русия върху енергийната сигурност на Европа. За Москва газовия бизнес е не само политика и възможност за влияние, но и източник на финансиране на държавния бюджет. Финансовата стабилност на руската държава зависи силно от генерираните приходи на крупни предприятия като ОАО „Газпром“. През годините монополистът инвестираше в скъпоструващи газови проекти с политически характер, защото политиката на страната беше да се прокарга и засилва влияние въпреки липсата на икономическа обосновка за проектите. Постепенно Русия попада в собствения си капан на двустранната зависимост – потребителите на ПГ (ПГ) са зависими от доставките, но и Кремъл е зависим от приходите от тези доставки. *Статистиката на пазара на ПГ в ЕС показва силно намаление на крайното потребление до 2014 поради високите цени и недобрата икономическа конюнктура. Спадането на цените на суровия петрол, които доведоха до спадане и на цените на ПГ навредиха още повече на руските интереси. Третият фактор са делата срещу ОАО „Газпром“ за неспазване на европейските правила за търговия със синьото гориво. Изглежда е невъзможно Кремъл да налага правила и договори за доставка, каквито определяше в миналото.*

Първоначалния замисъл на проекта „Южен поток“ беше политически. Той не можеше да бъде изграден без съгласието на Европейската комисия; освен това е с недоказана сравнителна икономическа ефективност спрямо съществуващите сега трасета; и, изисква

огромни невъзвръщаеми в разумен срок инвестиции. С неофициалното спиране на проекта „Южен поток“ Русия привидно отслаби позициите си за натиск срещу България. Реално, обаче проекта не може да се счита за прекратен, тъй като няма окончателно, официално уведомление от руска страна, следователно той по-скоро е в режим на изчакване. Малко след заявяването на 1 декември 2014 от президента Путин, че този проект няма да се реализира, „Газпром“ изкупи дяловете на останалите дружества в проектната компания „Саут стрийм транспорт“¹ – отговорна за изграждането на морския участък от газопровода.

Отделно от това окупацията на Крим поражда хипотеза за възможна промяна на трасето на „Южен поток“ по нов маршрут от Крим до България. Тогава газопроводът от фиктивен инструмент за манипулация може да се превърне в реален и да направи възможно запазването на зависимостта на България от руските доставки на газ. Този сценарий би породил следните рискове за енергийната и националната сигурност на страната:

- *препятстване на проекта за газов хъб на българското правителство;*
- *затвърждаване зависимостта на България и ЮИЕ² от руския ПГ;*
- *спиране на доставките през Украйна и пренасочването им през България;*
- *принуда за България официално да признае Крим като руска територия.*

В подкрепа на възможността на подобно твърдение се явява подписаният от Алексей Миллер („Газпром“), Марк Бенайон („Едисън“ SpA) и Теодорос Китсакос (ДЕПА) на 24 февруари 2016 Меморандум за разбиране, относно доставките на ПГ през Черно море от Русия, през трети страни до Гърция и от Гърция до Италия с цел да се развие южен маршрут за доставка на руски газ до Европа³. Този проект се явява конкурентен на доставките на азерски газ през Турция за Европа. Но въпреки желанието на Русия да осъществи пренос на ПГ от Крим през Черно море, това засега е практически невъзможно, защото ИИЗ на Кримския полуостров не е руска, а украинска и Европейският съюз няма да допусне ПГ да се достави оттам. Сега Русия продължава строителството на газопровод по суша до Анапа, която беше отправната точка на Южен поток.

В края на 2015 „Газпром экспорт“ прекрати доставките на ПГ за „Овергаз мрежи“, в която, през „Овергаз Инк.“ АД, заедно с „Газпром“ притежава паритетната квота от 50%. Причината за поведението на „Газпром“ следва да се търси в три посоки: 1) Опит за отстраняване на българските участници и за придобиване на достъп до крайните потребители. 2) Продаване дела на други акционери и материализиране финансови резултати. 3) Премахване намалението на цената на доставяния ПГ за „Овергаз“ и увеличава стази сума приходите от нарасналите доставки към „Булгаргаз“. След спирането на доставките за дружеството, „Булгаргаз“ се наложи да увеличи количествата, които купува от „Газпром“, за да покрие нуждите на клиентите на „Овергаз“. И при трите отговора причината за отстраняването на „Овергаз“ като пряк купувач на ПГ следва да се търси в *стремежа на „Газпром“ да запази пазарния си дял в България. Инструмент за постигането на тази цел е запазване и укрепване на монополното положение на „Булгаргаз“, което ще направи невъзможно за дълъг срок от време пазарът на ПГ в България да бъде либерализиран.*



Перспективите пред междусистемната свързаност

Амбицията на страната ни да се превърне в газоразпределителен център е невъзможна без свързаност със съседните държави.

Действащи трансгранични газопроводи. Трансграничните газови връзки на България са естествено продължение на газопровода пренасящ руски газ към страните от Югозападна Европа. Газопроводите са изходни и са насочени към Турция, Гърция и Македония, като целта им е едностранен пренос на руски газ към съответните държави. Транзитът към Гърция се регламентира от два двустранни договора, първият е 1) между „Булгартрансгаз“ ЕАД и ООО „Газпром экспорт“ – този договор урежда преноса на руския газ през територията на България. Газът остава руска собственост докато не достигне гръцката територия, където започва да действа втория договор 2) между ООО „Газпром экспорт“ и ДЕПА – за покупко-продажба на количествата ПГ.

Връзката между националните транспортни газови системи на двете държави (България и Гърция) е с капацитет 3 млрд. куб. м/год. Системата е реверсивна от 1.01.2014 след инвестиция от 3.5 млн. евро, осигурени от ЕС за ДЕСФА. По силата на действащите договори работи само в посока от България към Гърция. Изключение от тази практика е моментът на спиране на газовите доставки за Европа през 2009, когато газовият поток беше обърнат от Гърция към България поради спрените руски доставки и спадналото налягане в българската мрежа. Реверсивната връзка е технически обезпечена с монтирането на два нови газокомпресорни агрегата⁴ в КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“, както и реверсивни шлейфове на КС „Ихтиман“. За реално реверсивно подаване на ПГ остава до 1.05 т. г. да се подпише Споразумение за междусистемна свързаност с Гърция. *Свободното обръщане на потока ПГ към България, поради сегашното запълване на капацитета на газопровода, зависи от договора за доставка на газ между Русия и Гърция и от наличието на заявена готовност от други доставчици за внос на ПГ в България.*

Интерконекторни връзки. IGB (Интерконектор Гърция – България) – за реализацията на този проект е създадена съвместна проектната компания „Ай Си Джи Би“ (ICGB⁵) с акционери „Български енергиен холдинг“ (50%) и „Посейдон“ (IGI Poseidon⁶) (50%). Осигурена е финансова помощ от ЕС в размер на €49 млн., а общата стойност на проекта е €220 млн. Действията по този, както и по останалите три интерконектора бяха неоправдано забавени. След като в началото на 2016 беше подписано окончателното инвестиционно решение за интерконектора с Гърция се създадоха условия за започване на строително-монтажните дейности през есента на тази година. Отговорността е на БЕХ и на Министерство на енергетиката за навременното изпълнение на този проект, както и за професионална компетентност на българските участници в съвместното дружество.

Реализацията на този проект (юли 2018) е от изключително значение за България, защото съвпада със завършването на ТАНАП и това ще бъде първата практическа възможност за диверсификация на газовите доставки за страната ни. По план първите доставки на азерски газ за Европа ще започнат през 2019. Интерконекторът е от изключително значение за страната ни, тъй като може да осигури достъп до световните доставчици на втечен ПГ (Кипър, Израел, Египет, САЩ, Катар и т.н.) през терминал за регазификация в Гърция. (България вече има предложение за участие на този терминал и има подписан Меморандум за сътрудничество в областта на енергетиката с Катар⁷). На проведения пазарен тест с не обвързващи оферти за интерконекторната връзка с Гърция интерес са проявили 6 компании⁸, а заявките за капацитет са почти за около 4 млрд. куб. м, което

надхвърля първоначалния капацитет на тръбата от 3 млрд. куб. м⁹. Предстои втората фаза на теста, която е по-важна - офертите да бъдат потвърдени като обвързващи. „Булгаргаз“ ще ползва 1 млрд. куб. м. по силата на Договора за закупуване на ПГ от Консорциума „Шах Дениз“¹⁰. Освен това има вече решение България да участва с 20% в изграждането на терминала за регазификация в Александруполис, който ще създаде възможност за доставки на ВПГ от Южното направление. При наличие на споразумение за междусистемна свързаност с Гърция, правилата, които КЕВР създаде, позволяват не само физическа, но и виртуална търговия, заместване и прихващане на поръчани количества ПГ в двете страни.

IBR (Интерконектор България – Румъния) – Сухоzemните части от трасето на българска и румънска територии са завършени още преди 2 години. Окончателното доизграждане на газопровода беше забавено, поради провала на два поредни търга за изграждане на подводната му част по дъното на река Дунав, с дължина 2,1 км. През 2016 поредният търг беше спечелен от румънския филиал на австрийската фирма „Хабау“ и беше подписан договор, съгласно който строителството следва да бъде завършено до края на месец юли тази година. Това създава възможност вероятно до края на месец август, след като бъдат извършени необходимите тестове, газопровода да бъде въведен в редовна експлоатация. След завършването на подводния участък от интерконектора с Румъния страната ни ще може да получава 0,5 млрд. куб. м до 2018, а след това вече ще може да бъде изпълнен капацитетът от 1,5 млрд. куб. м.

След пускането в действие на интерконектора, преноса на газ ще се осъществява само в посока от България към Румъния, докато на територията на северната ни съседка не бъде построена компресорна станция за високо налягане на ПГ, тогава връзката ще стане реверсивна.

Газопроводът към Турция, е с капацитет 14 млрд. куб. м./год. При него ситуацията е идентична на тази с Гърция. От българска страна възможностите за обръщане на потока на ПГ са увеличени допълнително от монтираните през 2016 газокомпресорни агрегати на КС „Лозенец“ и КС „Странджа“ и реверсивни шлейфове на КС „Лозенец“. Технически връзката може да бъде реверсивна, но към момента няма такава възможност. За в бъдеще, ако има наличие на количества ПГ за пренос и износ от Турция, може да се разгледат юридическите възможности за обръщане на газовия поток в конкретните условия или да се използва механизъм на прихващане.

ITB (Интерконектор Турция – България) – Тази междусистемна връзка фигурира в проектите от общ интерес на ЕС, има съгласие за нейното изграждане, но на практика няма никакви предприети действия. На сегашния етап, както и в близките години няма спешна практическа нужда от изграждането на този интерконектор. Причините за това са: 1) Не се очакват доставки на ПГ през Турция (договорените доставки от Азербайджан ще преминат през интерконектора с Гърция, както беше посочено по-горе в текста); 2) Съществуващият газопровод може да стане реверсивен.

Междусистемната връзка с Македония е пренася около 0.6 млрд. куб. м. годишно. В югозападната ни съседка се развива мрежата за пренос на ПГ с високо налягане с подкрепата на Дойче банк, включително до границата с Албания. Това създава перспектива след евентуално разширение тази междусистемна връзка да стане част от важно трасе за снабдяване с газ на Западните Балкани (Македония, Албания, Косово и Черна гора) при реализирането на газов хъб в България.

IBS (Интерконектор България – Сърбия) – изграждането на този газопровод е в начална

фаза – направени са предпроектните проучвания, завършени са археологическите проучвания, утвърдено е трасето и е избран консултант по строителния надзор – фирмата „Контрол инженеринг“. От българска страна като акционер в проекта е посочено Министерството на енергетиката¹¹. Необходимо е в най-кратък срок да бъде подписано окончателното инвестиционно решение между енергийните министерства на двете страни и съгласувано с ЕК да бъдат уточнени по-нататъшните действия за изграждане на газопровода; да се създаде съвместна компания или да се избере самостоятелно проектиране и строителство на собствена територия.

В настоящия момент интерконектора със Сърбия е най-реалната възможност за пренос на ПГ към страните от Западните Балкани.

В таблицата са посочени характеристиките на интерконекторните връзки на България със съседните страни:

Интерконектор	Проект от общ интерес № ¹²	Участници	Капацитет (млрд. куб. м/г.)	срок ¹³
IGB ¹⁴	3.7	БЕХ IGI Poseidon	3 - 5	2018
IBR ¹⁵	3.8	„Булгартрансгаз“ ЕАД „Трансгаз“ С.А.	1.5 - 4,6	2016
IBS ¹⁶	6.10	Министерство на енергетиката „Сърбиягаз“	1.8 - 5	2017
ITB ¹⁷	7.4.2	„Булгаргаз“ „Боташ“	3	

Освен гарант за вноса междусистемните връзки гарантират възможности за: 1) балансиране на мрежите на високо налягане на включените във връзката страни от ЮИЕ и, 2) както досега – за износ на ПГ.



Българо-руските договори за доставка и транзит на ПГ

Българският пазар на ПГ практически е затворен за нови доставчици поради действащия в момента договор с Газпром. Този договор за доставка на руски ПГ за България е за периода 2013 – 2022, с опция да бъде продължен до 2030. Той позволява от „Газпром експорт“ ежегодно да се закупуват 2.9 млрд. куб. м ПГ за потребителите в България, с клауза „take or pay“ (взимай или плащай) за 80% от това количество (2.320 млрд. куб. м). От този договор произтичат следните рискове:

- Силно ограничаване или спиране на доставките поради политически, (както вече се е случвало в миналото) или по технически причини;
- Увеличаване на цената на руския газ. Подобна промяна изисква изменение на действащия договор, каквото може да бъде направено само при взаимно съгласие, т.е. зависи и от позицията на Булгаргаз;
- В случай на намаление на вътрешно потребление под 2,320 млрд. куб. м., това ще доведе до финансови санкции за Булгаргаз, защото би направило невъзможно закупуването на договорените минимални количества.

Съгласно договора това количество от 2,320 млрд. куб. м. може да бъде коригирано само

при добив на собствен газ, какъвто вече има. През 2014 фирма „Петрокелтик“¹⁸, която експлоатира блоковете „Галата“, „Калиакра“ и „Каварна“ в Черно море е добила 0,19 млрд. куб. м, които са продадени на „Булгаргаз“ и „Агрополихим“. През 2016 собственият добив у нас е практически нулев, поради изчерпване на находищата. Зависимостта от доставки на руския ПГ отново е пълна.

В началото на май платформата „Ноубъл Глоубтротър II“ започва проучване в блока Хан Аспарух на 6000 м дълбочина, от които 2000 м воден стълб. Резултатът от проучването ще бъде известен през август – септември т.г. Ако се потвърдят очакванията за наличие на газ и петрол, това в перспектива е много важен фактор не само за енергийната сигурност, но и за енергийната независимост на страната.

През 2017 компанията „Шел“ ще извърши сондаж в блок Силистар. Тези сондажи засега нямат икономическо значение, но имат политическо. Наличието на собствен добив е аргумент за предоговаряне на количествата руски ПГ за България. Този аргумент в ръцете на българското правителство, следва да бъде използван по най-добрия за България начин в изгоден за страната ни момент, когато имаме достатъчно налични алтернативни на руските количества ПГ.

Същата обвързаност на страната е налице и по отношение на договора за транзитиране на руски ПГ за Турция, Гърция и Македония:

Първо. Този договор е със срок на действие до 2030. По отношение на него вече е възможен риск от преустановяване транзита по съществуващите газопроводи през Украйна и Румъния, със съответните загуби за България.

Второ. Използването на съществуващите газови връзки за пренос на руски ПГ за реверсивни доставки за България създава следните затруднения за свързването на газопреносната мрежа на страната със съседните страни. Свързването изисква промяна на действащия договор за транзита, а от нея са възможни следните рискове:

- Намаляване на задължението за заплащане на 90% от заявения капацитет (17,7 млрд. куб. м/год.), независимо от действително преминалите количества газ;
- Намаляване цената за транзитиране;
- Премахване или редуциране на клаузата за безплатно ползване на руски горивен газ за нуждите на газокомпресорните агрегати на 6-те компресорни станции, работещи на транзитните газопроводи.

Отново, както и при договора за доставка на ПГ, всички изменения на действащия договор за транзита може да станат само със съгласие на „Булгартрансгаз“.

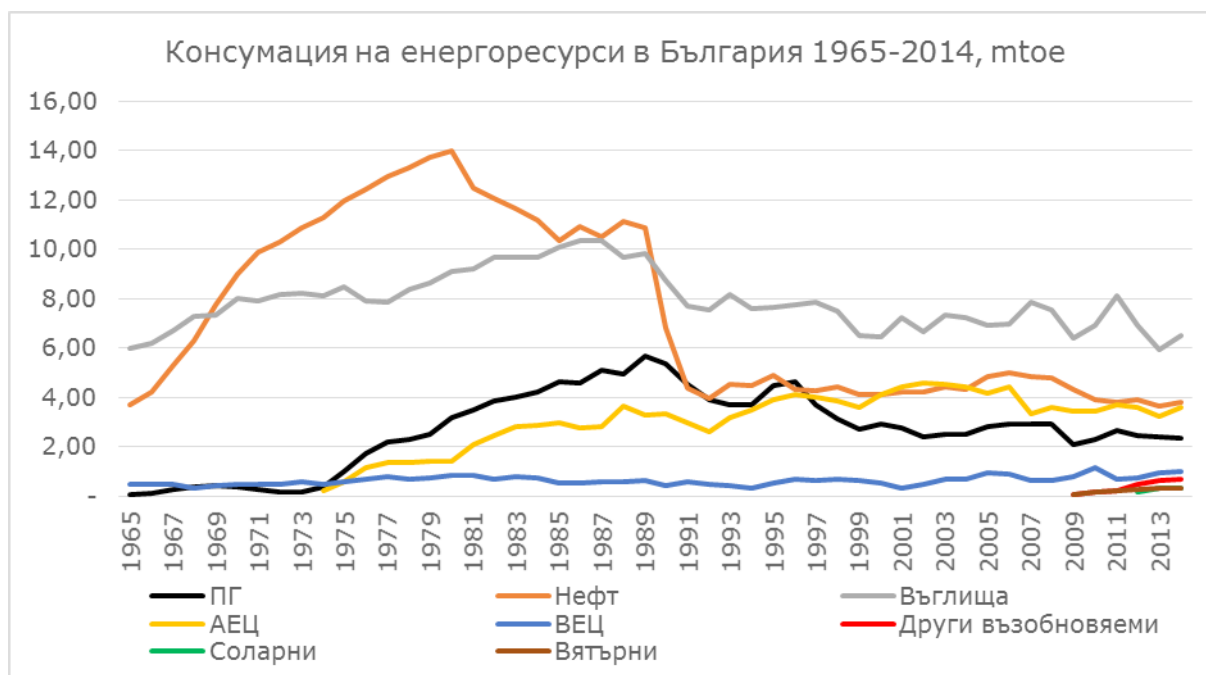


Прогноза за потреблението на ПГ

У нас, от 1997 насам, 2014 е годината с най-ниското потребление на течни и твърди горива и на електрическа енергия, в сравнение с останалите години. Най-висок дял в енергийното потребление продължават да имат въглищата. Това показва, че през годините България не е водила резултатна политика на опазване на климата и за повишаване на

енергийната ефективност, която би се изразила в насърчаване използването на ПГ, за сметка на огромния дял на консумация на въглища. Суровия петрол бележи относителен спад след 2007, но не показва тенденцията на намалението на потреблението му в западноевропейските страни. Тези две нетипични за ЕС характеристики на енергийния баланс на България обясняват тенденцията на спад на потреблението на ПГ след 2006.

Сегашния модел на използване на енергийни ресурси не би могъл да се запази трайно, предвид регулациите и изискванията на ЕС и наличието на обратна на нашата тенденция в Европа (намаляване дела на въглищата и петрола за сметка на ПГ и ВЕИ). Последователната държавна политика за повишаване на енергийната ефективност следва да бъде насочена към стимулиране на битовите и небитовите потребители да използват ПГ. Той е екологично най-чистото гориво и е с достатъчно висока калоричност. Освен това е първичен енергоресурс (за разлика от електроенергията, например, който е трансформиран). При изгарянето на ПГ не се отделят сяра, азотни окиси и прах, а парниковите емисии са несравнимо по-малки в сравнение с тези при изгарянето на въглища¹⁹ и течни горива.



След Парижкото споразумение за климата един от най-важните сегменти за използване на ПГ в България е енергетиката. В перспектива лигнитните въглища са първите, чиято употреба трябва да бъде прекратена. Големите горивни инсталации в Маришките централи е най-подходящо да преминат на природен газ, още повече, че интерконекторът Комотини - Стара Загора ще доставя газ директно до тях. Този вариант е много по-добър, по-евтин и по-безопасен от идеята централите да бъдат закрити и заменени с втора ядрена централа, каквито искания отново набират сила.

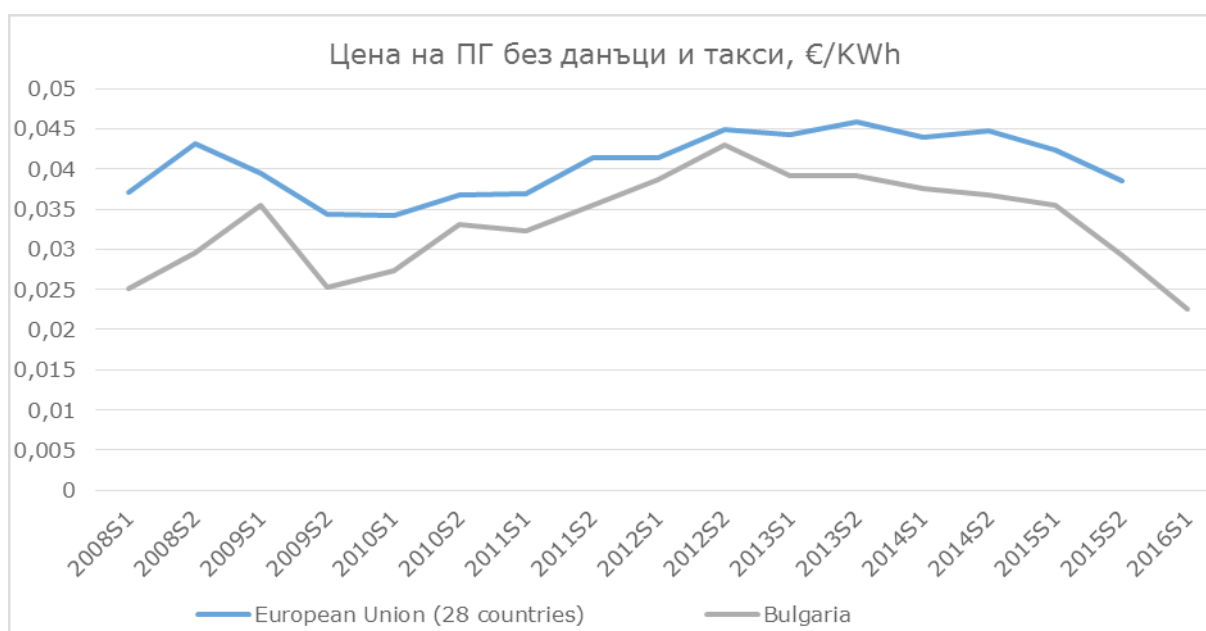
Освен екологичната обоснованост от използването на ПГ, следва да се има предвид и икономическата такава – по-ниската цена, подкрепена от пореден спад в началото на април. Основният сценарий на ЦАУР е за бъдеща либерализация на газовия пазар, изграждане на Международен газов концентратор на територията на България, откъсване на цените на ПГ от тези на суровия петрол и трайно превръщане на енергийния пазар в пазар на потребителите. При този сценарий цената на ПГ ще остане високо конкурентоспособна за периода до 2026.

Поради изброените причини следва да се очаква заместване на консумацията на въглища и на течни горива от потреблението на ПГ.



Анализ и прогноза за цената на ПГ

Намалението на цените на природния газ от КЕВР с 23.02% рефлектира и върху цените на парното и топлата вода. Това поевтиняване в края на отоплителния сезон не се отразява значително на домакинствата. За сметка на това, тази мярка повишава конкурентоспособността на индустрията, която ползва ПГ, като основен енергоресурс.



Цената на ПГ в България е близка до средната за ЕС и следва същата тенденция на изменение. От 2015 цената на ПГ у нас устойчиво намалява – за второто тримесечие на съответната година с 15%; през третото с 8% и за последното с още 17%. С началото на 2016 цената незначително е понижена с 2%. От 1 април т. г. е обявено последното значително намаление на цената²⁰.

Основната причина е договорената формула на доставната цена на ПГ, обвързана с цените на течните горива. Друга вероятна причина за рязкото намаление на цената на ПГ за България може да се търси в стремежа на „Газпром“ да запази пазарния си дял и да затвърди конфигурацията на българския газов пазар с монополния доставчик „Булгаргаз“.



Заклучение

Анализът и прогнозите очертават повишаване на сигурността в сектора на ПГ и благоприятна перспектива в бъдеще за бързо развитие на газификацията.

От особено важно значение за запазване на тази благоприятна перспектива ще бъдат: 1) пускането в действие на планираните интерконектори; 2) привличането на други доставчици за пазарите на ПГ в страната и в региона на ЮИЕ и либерализацията на пазара; 3) изграждането на международен газов концентратор на територията на България; и, 4) откриването на запаси от ПГ (и петрол) в българските териториални води.

Бележки:

- ¹ South Stream Transport B.V. – 100% собственост на „Газпром“
- ² Югоизточна Европа
- ³ <http://www.gazprom.com/press/news/2016/february/article267671/>
- ⁴ На американската фирма „Турбин машинс“
- ⁵ <http://www.icgb.eu/>
- ⁶ състоящ се от гръцката ДЕПА и италианската Edison
- ⁷ <http://www.government.bg/cgi-bin/e-cms/vis/vis.pl?s=001&p=0228&n=6987&g=>
- ⁸ „Булгаргаз“ ЕАД, ДЕПА (Гърция), Edison International (Италия), SOCAR (Азербайджан), Noble Energy Inc. (САЩ) и Gastrade A.E. (Гърция)
- ⁹ <https://www.me.government.bg/bg/interviews-detail-340-29.html>
- ¹⁰ <http://bulgargaz.bg/bg/novini/39>
- ¹¹ http://old1.mee.government.bg/files/useruploads/files/epsp/347_reglament_bg-syrbia.pdf
- ¹² https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5_2%20PCI%20annex.pdf
- ¹³ За влизане в експлоатация
- ¹⁴ Интерконектор Гърция – България
- ¹⁵ Интерконектор България – Румъния
- ¹⁶ Интерконектор България – Сърбия
- ¹⁷ Интерконектор Турция – България
- ¹⁸ <http://www.petroceltic.ie/operations/bulgaria.aspx>
- ¹⁹ ЦАУР, „Геополитическа прогноза: природният газ 2020“, 14 февруари 2014 г.
- ²⁰ <http://www.bulgargaz.bg/bg/novini/140>

ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА, МАЙ 2016

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Този доклад се фокусира върху несигурния рисков контекст за електро енергетиката, навлизането на борсовата търговия на електроенергия, върху възможностите и препоръките. Предметът не се оценява положително или отрицателно. анализира се единствено с оглед рисковете пред страната.

При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носи пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без изрично писмено съгласие на ЦАУР съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, от академичния и административен дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

© RAM^c 2016. Всички права запазени.



Резюме

Анализът на рисковият контекст дава основания за опасения, че електроенергийния сектор е изправен пред изостряне на кризисните процеси и нова нестабилност. Причините са спадът в износа на електроенергия, понижената международна цена и намаленото вътрешно потребление. Електроенергийният сектор понася неравномерно тежестта на това намаление, като най-тежко става положението на местните и евтини източници, особено ВЕЦ.

Направен е преглед и са оценени значителните усилия и предприетите мерки за стабилизиране на НЕК и БЕХ – създаването на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“; мостовият кредит на БЕХ и други. Оценката е, че положителният резултат от тях вероятно ще бъде неутрализиран напълно от влошения рисков контекст от спада на износа и вътрешното потребление и от евентуално негативно за НЕК отсъждане по иска на ACE.

Стартирането на борсовата търговия на електроенергия у нас е решителна стъпка към либерализацията на пазара на електричество. Анализът на навлизащата борсова търговия на нейните сегашни положителни и негативни влияния показва превес на положителните и най-вече – средната борсова продажна цена на електроенергията е по-ниска от тази на регулирания пазар.

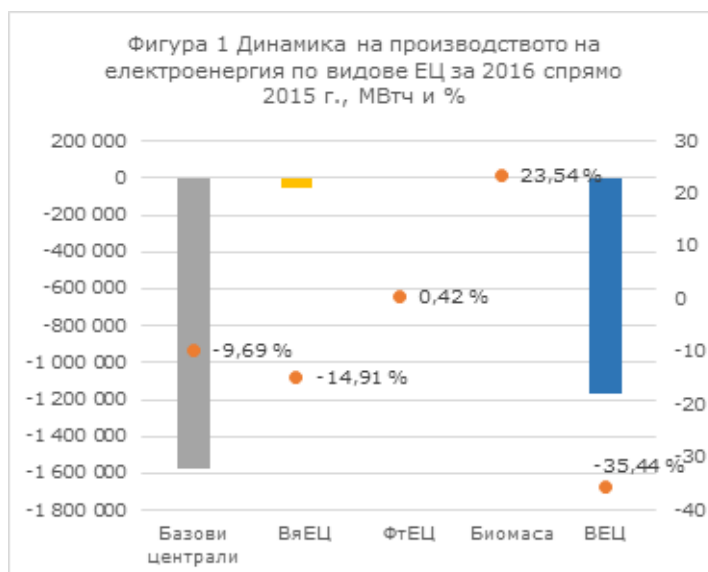
Докладът завършва със заключения и прогнози. Борсовата цена на електроенергията в България е по-висока от борсовата цена в Германия, което дава основание да се прогнозира по-нататъшно намаление на цената с развитието на борсовата търговия.



Рисков контекст

1. От началото на годината до 29 май 2016 Електроенергийния системен оператор (ЕСО) отчита¹ спад в производството на електроенергия от -2 814 146 или -3,51%, в сравнение същия период за миналата година. Този спад се дължи на:
 - а. Потреблението на електроенергия, което за периода сочи намаление с -482 198 или -2,89%;
 - б. По-малкия износ с -2 331 948 MWh или с -57,49% в сравнение с 2015.
2. Намалението на потреблението и износа засяга:
 - а. Производството на електроенергия от ВЕЦ, спад с -1 166 461 MWh или с -35.44%;
 - б. От базовите централи с -1 572 982 MWh или с -9.69%;
 - с. От БЕИ в преносната мрежа с -47 356 MWh или -8.68% и в разпределителната мрежа с -27 347 MWh или с -3.59%; във БЕИ най-силно е намалението във Вятърните ЕЦ с -55 809 MWh или с -14.91% в преносната и с -48 506 MWh или -14.11% в разпределителната мрежа; докато ЕЦ от биомаса увеличават дела си

значително;



3. Българският енергиен холдинг (БЕХ) завърши миналата 2015 година с консолидиран резултат след данъчно облагане от 29 503 хил. лева, при загуба от 277 428 хил. лева през 2014;

4. Националната Електрическа Компания (НЕК) е със загуба от 196 709 хил. лева през 2015 и 586 509 хил. лева през 2014².

5. Стават все по-актуални два риска на НЕК: 1) Нарастват нетекущите пасиви от 1 271 579 хил. лева в 2015 при 1 420 429 хил. лева в 2014; а текущите пасиви – от 2 059 407 хил. лева в 2014 на 2 153 437 хил. лева в 2015; 2) Възможност

от отсъждане в полза на Атомстройекспорт (АСЕ), по заведеното дело от руската държавна корпорация срещу НЕК; резултатите от иска и контра иска се очакват в средата на 2016;

6. По-ниското производство на електроенергия, намалява приходите на предприятията производители на електроенергия и на обществения доставчик НЕК, която от години е в тежко финансово състояние. По-ниската цена на електроенергията на борсата също оказва своето отрицателно влияние.

Заключението от анализа на рисковия контекст, е че се появяват нови и стават актуални потенциални фактори за задълбочаване на кризисните процеси.



Действията за овладяване на кризата

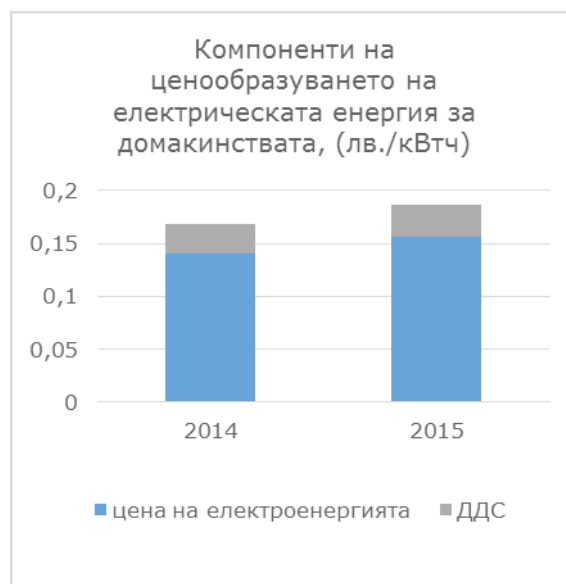
Бяха предприети редица решения, за да се овладеят кризисните процеси в държавния електроенергиен сектор и специално за управление на критичното финансово състояние на НЕК:

1. Създаването на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“³, в който постъпват вноски в размер от 5% от производителите, търговците на електрическата енергия, търговете за продажба на квоти за емисии. Предназначени са за покриване на разходите на обществения доставчик, произтичащи от Закона за енергетиката и Закона за енергията от възобновяеми източници за изкупуване на електроенергия по дългосрочни договори и преференциално изкупуване на енергията от ВяЕЦ и ФтЕЦ.

2. Увеличаването на такса „задължение към обществото“ от 1 август 2015 г. Таблица 1 показва динамиката на цените, на които НЕК предоставя електрическа енергия. През 2015 НЕК е получила с 230 732 хил. лв. повече, отколкото през 2014, от таксата „задължение към обществото“, при отчетени по ниски приходи от продажба на

електроенергия през 2015.⁴

Решение на (Д)КЕВР от	01.10.2014г.	31.07.2015г.	01.11.2015г.
Продажна цена на НЕК към крайните снабдители на клиентите на регулирания пазар	125,32	116,60	115,50
Цена на НЕК за „задължения към обществото“	18,93	37,90	36,83



Източник: НСИ

На фигурите се откроява увеличението в цената на електроенергията, включваща увеличението на такса „Задължение към обществото“.

3. Ограничаване на преференциите за ВЕИ и електроенергията от комбинирано производство. С изменения на ЗЕ (ДВ, бр. 17 от 2015 г.) се въведоха следните промени:

а. за въведените в експлоатация, след 06.03.2015 г. централи се предвиждат преференциални цени за ВЕИ до 30 kW и до 1.5 MW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса с не по-малко от 50% използване на тор;

б. отпада задължението НЕК да изкупва цялото количество енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Замества се със задължение за изкупуване само при наличие на сертификат за произход.

4. Мостовият кредит на БЕХ в размер на 535 млн. евро, който ще позволи на НЕК да се разплати с ТЕЦ „AES Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Контур Глобал Марица-изток 3“, вероятно с лихва от под 4.2%. Предвидено е до средата на 2017, кредитът трябва да бъде погасен с облигационна емисия от БЕХ.

5. Приоритетно за електроенергийния сектор е удължаването живота на 5 и 6

ядрени блокове на АЕЦ „Козлодуй“. Лицензите им изтичат съответно на 05.11.2017 и 02.10.2019. След наскоро приключилия планов ремонт на 5-ти блок, увереността за удължаването на лиценза нараства. Вероятно до края на годината ще бъдат внесени документите за удължаване на срока на експлоатация в Агенцията за ядрено регулиране. Средната цена на електроенергията продавана от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е 65,84 лв./MWh.



Рисковете през 2016

Основният риск за електроенергийния сектор до края на годината произтича от влошаване на финансовото състояние на НЕК въпреки предприетите промени в законодателството и действията на регулатора. Спадът на производството вследствие свитото вътрешно потребление и особено намаляването на износа са независими външни източници на риск, върху които не може да се въздейства.

Вторият риск е свързан с неравнопоставеното въздействие върху сектора на намалялото производство. Силно засегнати са местните източници на генерация: ВЕЦ и базови централи, които произвеждат по-евтин ток и допринасят за енергийната сигурност. Мерките за въздействие са свързани с евентуална промяна на ЗЕ и отмяна на задължението на НЕК по чл. 93а, ал. 2 за изкупуване на енергия по договори за дългосрочно изкупуване на енергия и от възобновяеми източници.

Третият риск е свързан с мостовият кредит на БЕХ. При негативен резултат на арбитражния иск на Атомстройекспорт, кредитният рейтинг на БЕХ ще бъде понижен. Това вероятно ще увеличи разходите по облигационната емисия, с която се предвижда този кредит да бъде погасен.

През тази година (2016) КЗК предяви обвинения на дружеството за злоупотреба с господстващо положение, поради нарушения на правилата при проведените търгове за продажба през ноември 2014. Ако това нарушение се докаже НЕК може да бъде глобена с до 300 млн. лв. Паралелно с това финансовия отчет на дружеството за първото тримесечие на 2016 отчита ръст на печалбата с близо 14 хил. лв. в сравнение със същия период за миналата година⁵, която обаче не може да компенсира задълженията към доставчици. Последните са с натрупване, дължими са ежемесечно и при просрочване се трупат лихви.

Заключението от анализа на предприетите действия и прогнозата за рисковете е, че е вероятно НЕК да не може да преодолее дори с помощта на БЕХ последиците от рисковете; *положителният резултат от управленските мерки вероятно ще бъде неутрализиран напълно от влошения рисков контекст – от спада на износа и вътрешното потребление и от евентуално негативно за НЕК отсъждане по иска на АСЕ.*



Пазарен механизъм

Пазарът на електроенергия у нас е силно концентриран. „Български енергиен холдинг“ (БЕХ) ЕАД, който е държавна собственост, доминира пазара като покрива основната част от производството на електрическа енергия и е собственик на цялата преносната мрежа. Холдингът също така е собственик на обществения доставчик – Националната електрическа компания (НЕК), както и на енергийната борса. „Пазарният дял на Групата за производство на електроенергия в България е 63% през 2012“⁶. В сектора електроенергетика БЕХ е собственик на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД; „ТЕЦ Марица-изток 2“ ЕАД; НЕК ЕАД; ЕСО ЕАД и БНЕБ ЕАД. Единственото, което БЕХ не е – е електроразпределител и клиент. Поетапната либерализация на пазара е налице на повърхността, но под нея е видна доминацията на БЕХ в сектора.

Българската Независима Енергийна Борса ЕАД (БНЕБ) е регистрирана като дъщерно дружество на БЕХ⁷. Функцията ѝ е да създава борсов пазар за „ден напред“. Реална дейност по организиране на борсовия пазар на електроенергия започна на 19 януари тази година.

За първите три месеца броя на участниците на борсата нараства почти двойно. Заедно с това оборота се повишава с около 50%.

период	Най-висока цена (лв./MWh)	Най-ниска цена (лв./MWh)	Средна цена (лв./MWh)	Общ търгуван обем енергия (MWh)	Оборот (лв.)	Брой търговски участници
01.2016 ⁸	176,02	37,49	64,32	77370,60	5381658,03	18
02.2016 ⁹	117,03	0,00	43,19	139122,30	7163358,88	24
03.2016 ¹⁰	150,05	0,08	51,40	196316,40	10416220,45	28
04.2016 ¹¹	127,15	11,54	55,98	187959,60	10967537,29	31

Сравнение на борсовите и регулираните цени. По данни на НСИ средната крайна цена на електроенергия за индустрията през 2015 е 144 лв./MWh, без ДДС и други възстановими данъци и такси. Средната продажна цена на борсата за периода от започване на търговските сделки, до края на месец април е 54 лв./MWh, при добавяне на таксите за пренос и разпределение на различните ЕРП-та и таксата „задължение към обществото“, цената без ДДС става съответно: 115 лв./MWh за ЧЕЗ и ЕВН; 110 лв./MWh за „Енерго-про“ и 98 лв./MWh за ЕРП „Златни пясъци“¹². Сравнението е направено за цента на електроенергията за индустрията, тъй като домакинствата, все още не могат да купуват електричество от борсата. Данните показват, че цената на свободно търгуваната електроенергия е по-ниска с 25,22% за клиентите на ЧЕЗ и ЕВН; 30,91% за „Енерго-про“ и 46,94% за ЕРП „Златни пясъци“ в сравнение с регулираната.

Средната крайна цена на електроенергия за домакинствата през 2015 е 156 лв./MWh, без ДДС. Ако домакинствата можеха да купуват електроенергия през борсата, съотношението между свободно търгуваната и регулираната цени без ДДС би изглеждало по следния начин: ЧЕЗ – 123 лв./MWh; ЕВН – 126 лв./MWh; „Енерго-про“ – 129 лв./MWh; ЕРП „Златни пясъци“ – 130 лв./MWh¹³, или цената би била по ниска с 27,03% за клиентите на ЧЕЗ; 23,68% - ЕВН; 21,04 - „Енерго-про“ и 19,7% - ЕРП „Златни пясъци“.

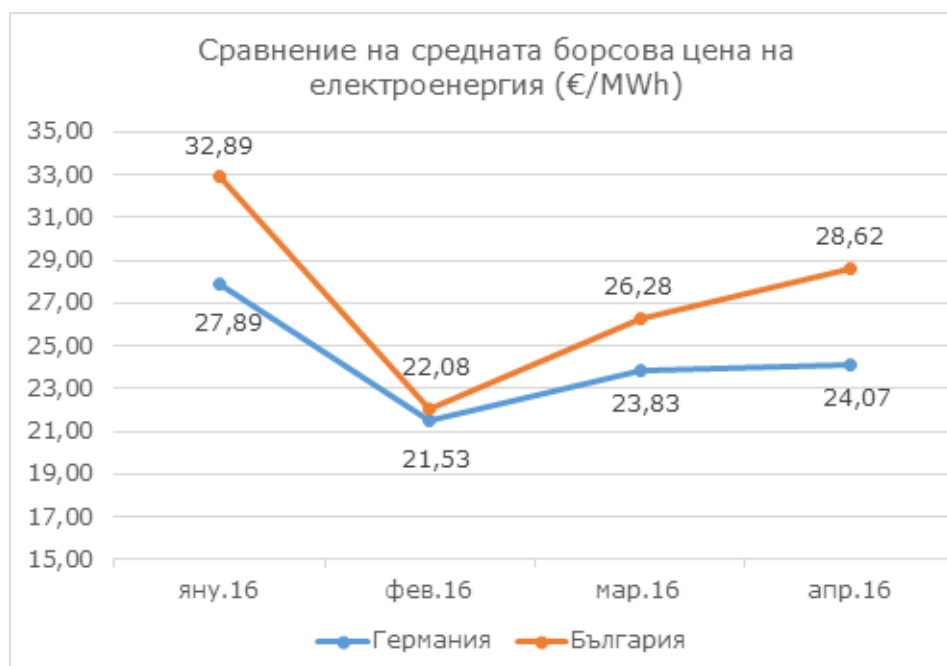
Заклучението, е че средната борсова цена е по-ниска от регулираната.

Електроразпределителни дружества (ЕРП) опериращи на територията на България са 4: „ЧЕЗ Разпределение България“ АД; „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД; „Енерго-про Мрежи“ АД и ЕРП „Златни Пясъци“ АД. Цените, по които дружествата купуват и продават електрическата енергия са определени от КЕВР в Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.¹⁴ (в сила от 01.08.2015). За четирите дружества те са съответно:

				ЧЕЗ	ЕВН	Енерго-про	Златни пясъци
Цени за	обществена доставка	лв./MWh	116,6				
	пренос през електропреносната мрежа	лв./MWh	7,39				
	достъп през електропреносната мрежа	лв./MWh	1,17				
	„задължение към обществото“	лв./MWh	37,9				
	пренос през електропреносната мрежа	лв./MWh	небитови	8,40	7,83	11,50	
			битови	27,20	30,55	30,15	32,63
	достъп през електропреносната мрежа	лв./MWh	небитови	16,49	16,51	8,18	7,14
			битови	5,05	5,03	8,18	7,14

Усреднените такси за пренос и достъп до електропреносната мрежа на четирите ЕРП-та са 21 лв./MWh за небитовите клиенти и 36 лв./MWh за битовите. Цените на електрическата енергия продавана от краен снабдител по една скала са за ЧЕЗ: битови – 127 лв./MWh, небитови – 158 лв./MWh; ЕВН: битови – 124 лв./MWh, небитови – 175 лв./MWh; „Енерго-про“: битови – 135 лв./MWh, небитови – 179 лв./MWh; ЕСП: небитови – 149 лв./MWh.

Заклучението, е че средната борсова продажна цена на електроенергията е по-ниска от тази на регулирания пазар, въпреки че свободното търгуване на енергия е едва в начална фаза.

Сравнение на борсовите цени на електроенергия България¹⁵ – Германия¹⁶


* Данните за януари за Германия са взети само за периода 20-31, за да са сравними с данните за България.

За първото тримесечие на 2016 средната продажна цена на електроенергия на българската борса е 27,03 €/MWh, за сравнение средната цената на немската European Energy Exchange (EEX) за същия период е 24,42 €/MWh¹⁷. Цената на свободно търгуваната на борсата електроенергия у нас е устойчиво по-висока от тази в Германия.

Положителните и отрицателните аспекти от борсовата търговия в Българи и като цяло са показани в таблицата:

Позитиви	Негативи
Формира се пазарна цена на електроенергията: либерализацията на пазара освобождава сделките от регулация; предлагането и търсенето на електроенергията като стока могат да формират пазарно равновесна цена;	Борсовата цена, все още няма влияние върху цената, която плащат домакинствата, тъй като тя е регулирана от КЕВР, а не е свободно търгувана; не влияе засега и върху цените по дългосрочните договори за изкупуване на електроенергия.
Енергийната борса чрез осигуряване на условия за конкуренция между доставчици и производители може да понижи цената на електроенергията за крайните потребители;	Конкуренцията на свободния пазар е гаранция за формиране на по-ниска цена от тази на регулирания пазар при условие, че са налице достатъчно доставчици и търговци.
Още със стартирането на свободния пазар у нас, борсовата цена на електроенергията е по-ниска от тази на регулирания пазар.	Липсата на свързаност на борсовия пазар на електроенергия със съседните държави и участие на външни доставчици

На следващ етап електро енергийната борса следва да развие търговия с фючърси, което ще позволи възможност за по-дългосрочно планиране при закупуването на електроенергия, от сега действащия спот пазар. Сключването на фючърсни сделки ще даде по-голяма прозрачност на сделките в енергийния сектор, както и ще привлече повече предприятия да излязат на борсата.



Заклучения и прогнози

Ако спада в износа и потреблението на електроенергия продължи или се запази и при евентуалното намаляване цената на електроенергията под въздействие на борсата, е възможно да се повишат загубите и задлъжнялостта на предприятията в сектора. Ако се следва досегашния модел за справяне с тази ситуация е вероятно да се изтеглят нови кредити или да се покачи таксата „задължение към обществото“. И двата варианта няма да бъдат приети добре от обществото. Те не могат да решат трайно дефицитите в сектора.

От изключително значение за развитието на свободната търговия на електроенергия е изготвянето на законодателните промени, свързани с функционирането и либерализацията на пазара, подготвени от Световната банка. В сега действащият Закон за енергетиката¹⁸ следва да бъдат направени промени във функциите на КЕВР и да се прекрати ролята на НЕК като обществен доставчик. В случай, че тези законодателни промени закъснеят или не се осъществят през тази година, това ще пречат развитието на борсовата търговия, тъй като основните потребители на електроенергия ще продължат да си я набавят посредством досегашния начин с договори на регулирания пазар.

С развитие на борсовата търговия в бъдеще, при сключване двустранни договори през нея, може да се получи по-голяма прозрачност и избягване на договорки между свързани предприятия. Регулацията на борсовата търговия следва да предотврати възможно бъдещи спекулации.

Логично е операторът на енергийния пазар (БНЕБ) да е дъщерно дружество на преносния оператор (ЕСО), който да предлага равен достъп до мрежата, а двете дружества да се отделени независимо от БЕХ. Целта на това би била по-голяма сигурност на предлаганата услуга.

За да бъде пазарна една енергийна борса е необходимо доставчиците на електроенергия да са повече, по-малки и разпределени по различни региони, в противен случай енергийната борса води до централизация и до увеличаване на пазарната сила на малкото на брой мащабни дружества. При изпълнение на това условия по-малките и високотехнологични централи ще са по-конкурентни и екологични и ще намаляват влиянието и икономическото предимство на крупните електроцентрали като в ползите ще бъдат за крайните потребители.

Световната практика на либерализация на особен тип пазар, какъвто е електроенергийния, показва, че създаването на реална конкуренция е трудна задача тъй като в електроенергийния пазар търсенето трябва да е винаги и едновременно равно на предлагането, поради спецификата на търгуваната стока, която не се складира. Вероятността да остане (или да се създаде на ново) хоризонталната и

вертикалната интеграция на дружествата, характерна за регулирания пазар е висока. Това може да породи изкривяване на пазара посредством формирането на картел, монопол или олигархия и поставя нови задачи пред регулирането на борсовата търговия.

Обстоятелството, че борсовата цена на електроенергията в България е по-висока от борсовата цена в Германия дава основание да се прогнозира по-нататъшно намаление на цената с развитието на борсовата търговия.

БЕЛЕЖКИ

- ¹ <http://www.tso.bg/default.aspx/operativna-spravka-za-energien-balans/bg>
- ² http://www.bgenh.com/OTCHETI/NEK/NEK%202015/NEK_AR_2015_BG.pdf
- ³ https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/naredba_ses.pdf
- ⁴ <http://www.dker.bg/PDOCS/nek-ead.pdf>
- ⁵ <http://www.mediapool.bg/nek-zaplashena-ot-globa-do-300-mln-lv-zaradi-monopol-news249184.html>
- ⁶ <http://www.bgenh.com/index.php/bg/2014-04-13-20-56-05/2014-04-13-21-46-53>
- ⁷ <http://www.ibex.bg/bg/%D0%B7%D0%B0-%D0%BD%D0%B0%D1%81/%D0%BF%D1%80%D0%BE%D1%84%D0%B8%D0%BB/>
- ⁸ (20.01 – 31.01) http://www.ibex.bg/bin/documents/67_file.pdf
- ⁹ http://www.ibex.bg/bin/documents/70_file.pdf
- ¹⁰ http://www.ibex.bg/bin/documents/74_file.pdf
- ¹¹ http://www.ibex.bg/bin/documents/76_file.pdf

¹² **Небитови**

лв./MWh		ЧЕЗ	ЕВН	Енерго-про	Златни пясъци
средна борсова цена	53,72				
„задължени към обществото“	36,83				
пренос през електропреносната мрежа		8,4	7,83	11,5	0
достъп през електропреносната мрежа		16,49	16,51	8,18	7,14
общо, цена без ДДС		115,44	114,89	110,23	97,69

¹³ **Битови**

лв./MWh		ЧЕЗ	ЕВН	Енерго-про	Златни пясъци
средна борсова цена	53,72				
„задължени към обществото“	36,83				
пренос през електропреносната мрежа		27,2	30,55	30,15	32,63
достъп през електропреносната мрежа		5,05	5,03	8,18	7,14
общо, цена без ДДС		122,8	126,13	128,88	130,32

- ¹⁴
- http://www.dker.bg/PDOCS/el_prices.pdf

- ¹⁵
- Данните са взети от:
- <http://www.ibex.bg/bg/%D0%B7%D0%B0-%D0%BD%D0%B0%D1%81/%D0%B4%D0%BE%D0%BA%D0%BB%D0%B0%D0%B4%D0%B8/>

- ¹⁶
- Данните са взети от:
- <https://www.eex.com/en/market-data/power/spot-market/auction#!/2016/05/26>

- ¹⁷
- *Преизчислен, минус данните за първите 20 дни на януари
- <https://www.eex.com/en/market-data/power/spot-market/kwk-index/kwk-index-download>

- ¹⁸
- <http://www.bgenh.com/index.php/bg/2014-04-13-20-56-05/2014-04-13-21-46-53>

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА, ЮНИ 2016

Ралица Караконова



Докладът анализира рисковете от злоупотребата с господстващо положение на пазара на течните горива в период, в който тази злоупотреба бе атакувана от изпълнителната власт и започна разследване от КЗК.

Рисковите фактори не се оценяват като положителни или отрицателни; анализира се единствено тяхното въздействие. При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните и анализите са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Анализът и прогнозите не изразяват политически пристрастия; не третира предмета на анализа положително или отрицателно. Документът дава аргументи за ползата или за вредата за всички страни; третира темата и от гледна точка на конкурентоспособността на икономика и разходите на домакинствата.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници; не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, а от академичния дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

© RAM^c 2016. Всички права запазени.



Резюме

Оценката на рисковия контекст показва, че секторният анализ на КЗК и започнатите производства създават нова обстановка на пазара на течните горива.

Сравнителният анализ на цените на горивата преди облагането им с косвени данъци показва, че след октомври 2012 българските изпреварват средните за ЕС 27. Изведени са отделните компоненти, които формират крайната цена и са потърсени причините.

Сравнението между нивата на косвените данъци показва, че от 2010 облагането с косвени данъци на бензина и дизела в България е много по-ниско отколкото в ЕС 27; държавният бюджет пропуска значителни приходи, които са оценени в доклада; това позволява на производителите и търговците в сектора да завишават своите разходи и нетни доходи, с което ощетяват крайните потребители в България.

Сравнението между оценките за разходите и печалбите в секторите на горивата показва, че след октомври 2012 в България за бензина те са нараснали 3.26 пъти по-бързо от средното им нарастване в ЕС 27, а за дизела 6 пъти. Нашето заключение, е че това изпреварващо нарастване се дължи изцяло и само на растежа на печалбите. Тези разходи и печалби в сектора на течните горива в България рязко спадат и разликите им от средно европейските се връщат на нивата отпреди 2012 след започването на производството от КЗК.

Направена е оценка на размера на завишаването на разходите и печалбите на производителите и търговците на бензин и дизел за периода от 2012 до 2015 година.

В заключение се отправят препоръки за противодействие на рисковете на пазара на течни горива, към компетентните органи: Народно събрание, Министерство на финансите, Агенция „Митници“, Национална агенция по приходите (НАП) и Комисия за защита на конкуренцията (КЗК).



Рисков контекст

Запазват се всички рискови обстоятелства в сектора на течните горива, констатирани в края на миналата година: остана ниско нивото на цените на суровия петрол; курсът на щатския долар в първата половина на 2016 е 1.75 BGN/USD с отклонения (+0.05, -0.03) и тенденция на намаление на месечните курсове от началото на годината; за част от периода спадането на цената на суровия петрол не се отразяваше адекватно върху цените на течните горива без косвени данъци на българския пазар.

Новите обстоятелства са:

1. Страните от ОПЕК не успяха да се споразумеят за ограничаване на квотите си за производство на суров петрол¹ и изглежда загубиха трайно господстващото си положение върху цените. След свалянето на санкциите, точно така, както прогнозирахме преди две години², Иран възстанови износа си на суров петрол. Вероятно страните извън ОПЕК заедно със САЩ са в състояние да контролират

цените на световния пазар;

2. Атаките на премиера Борисов срещу злоупотребите при търговията с горива от лятото на м. г. бяха продължени в Народното събрание в началото на т. г.³; отново бе стимулиран медийния и обществения дебат за наличието на монополни цени в сектора⁴;
3. КЗК взе Решение №АКТ-143-25.02.2016⁵, с което прие секторен анализ на конкурентната среда на пазарите на производство и реализация на бензин и дизелово гориво⁶; информира Министъра на финансите за необходимостта, съобразно неговата компетентност и приложимото европейско законодателство, да предприеме подходящи мерки за подобряване на конкурентната среда; и, образува две производства за установяване на нарушения по чл. 15 от ЗЗК и по чл. 101 от ДФЕС и по чл. 21 от ЗЗК чл. 102 от ДФЕС; решението бе подкрепено още същия ден от премиера⁷.

Започнатите производства⁸ от КЗК създадоха нова обстановка на пазара на горивата.

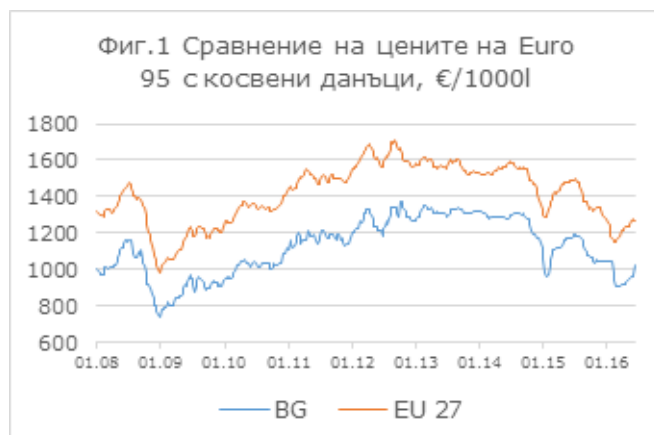


Сравнителен анализ на цените на горивата

Провеждаме сравнителен анализ между данните на „Евростат“ за България и агрегираните данни за страните от ЕС 27 (без България) за цените на бензин Euro 95 и дизел в €/1000l **с** и **без** косвени данъци (т.е. без мито, акциз и ДДС). От информацията, публикувана на сайта „Енерджи портал“⁹, включваме в сравнителния анализ цените на суровия петрол тип „Урал“ в €/1000l за България и тип „Брент“ в €/1000l за ЕС 27. Променяме досегашната си методика на анализа, като обхващаме периода от преди кризата (2008-април 2016) с цел да проследим общите тенденции и вариации на цените. Тъй като структурата на цените на горивата у нас и в ЕС 27 е една и съща от тези основните показатели анализираме следните елементи:

- (1) Разликата между цените **с** и цените **без** косвени данъци (мито, акциз и ДДС) показваща нивата на косвените данъци в крайната цена в България и средно в ЕС 27.
- (2) Разликата между цената на горивата без косвени данъци и цената на суровия петрол, която наричаме „оценка на разходите и печалбите в сектора на горивата“, защото акумулира в себе си цените на:
 - a. производствените разходи и нетния доход (печалбата) на производителя;
 - b. разходите за съхранение, транспорт и продажба на едро и нетния доход в търговията на едро;
 - c. разходите за съхранение, транспорт и продажба на бензиностанциите и нетния им доход;

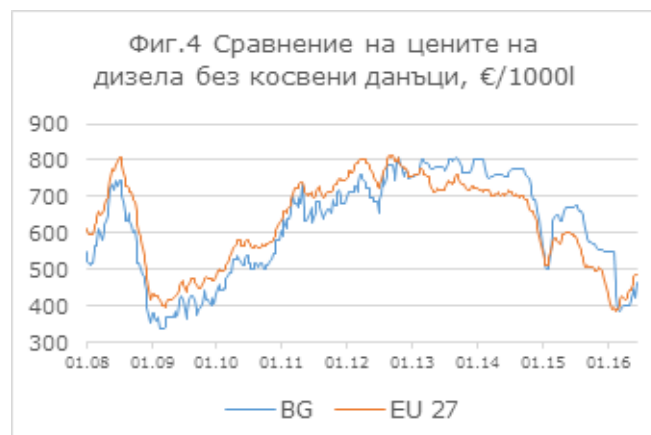
Сравнението между цената с косвени данъци на масовия бензин Euro 95 в България и ЕС 27 (Фиг. 1), показва че българската цена е по-ниска от средноевропейската.



Сравнението на същото гориво без косвени данъци (Фиг. 2) показва трайно изпреварване на българската цена, след 08.10.2012. Следва да отстраним един основен възможен фактор за това изпреварване: то не е свързано с изпреварващо нарастване на цената на суровия петрол – суровият петрол сорт „Урал“, от който се произвеждат българските течни горива след август 2010 е устойчиво по-евтин в сравнение със сорта „Брент“, от който се произвеждат повечето европейски горива. Сравнителният анализ показва, че цената на европейския бензин без косвени данъци, произвеждан от по-скъпата първична суровина, при средно по-високо заплащане на работната ръка и по-високи други разходи е по-ниска след посочената по-горе дата в сравнение с цената на бензина в България, произвеждан от по-евтиния петрол, при средно по-ниско възнаграждение на работната сила и по-ниски други разходи.

Отговорът на въпроса, как останалите страни в ЕС успяват да произведат по-евтин бензин без косвени данъци, в сравнение с България за споменатия разглеждан период, следва да очакваме от КЗК. За нас отговорът е очевиден поради следното обстоятелство: въпросното изпреварване е устойчиво до началото на март т.г., когато цената на бензина без косвени данъци стана отново по-ниска от тази в ЕС. Март е месецът, след като КЗК прие секторния „анализ на конкурентната среда на пазарите на производство и реализация на бензин и дизелово гориво в Република България“ и образува производство за злоупотреба с господстващо положение на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД и производство за наличие на картел между 7 от основните компании на пазара на горива у нас¹⁰. Действията на КЗК са причина за връщането на цената на българския бензин без косвени данъци под европейските стойности.

Поради по-ниските ДДС и акциз у нас, цената на дизела с косвени данъци е по-ниска от европейската за разглеждания период (Фиг.3), макар разликата да е значително по-малка отколкото при бензина.



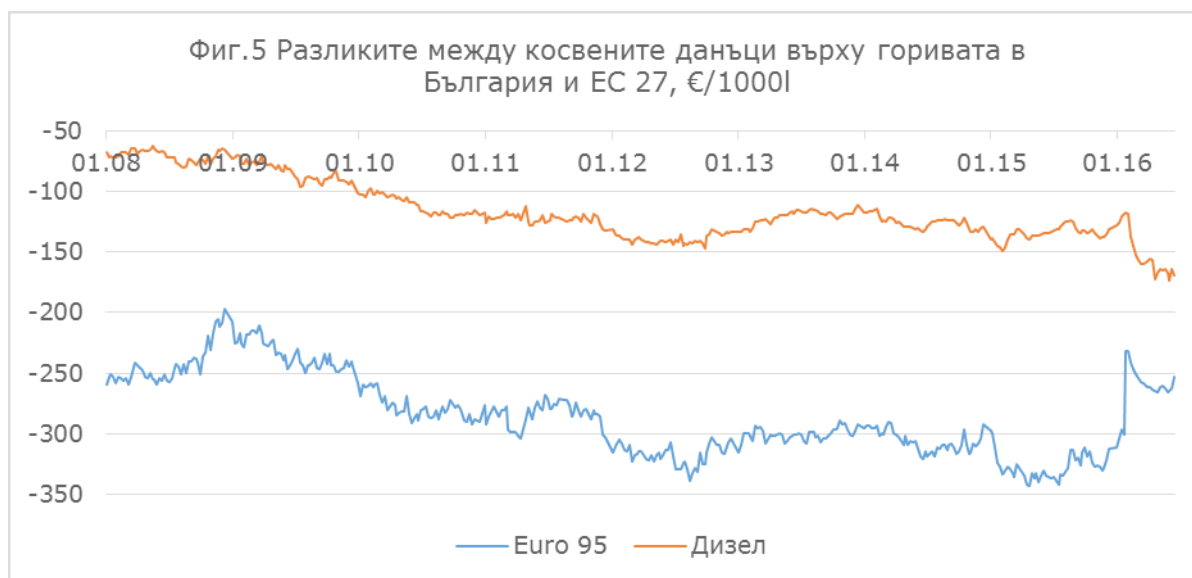
Направеното аналогично сравнение на цената на дизела без косвени данъци в България и ЕС 27 (Фиг. 4) *показва същата закономерност, както при цената на бензина, но още по-отчетливо е изразена в графиката.* Българският дизел става по-скъп от европейския след 18.02.2013 и отново, както при Euro 95, става по-евтин след 29.02.2016, т. е. след действията на КЗК.



Сравнения между нивата на косвените данъци

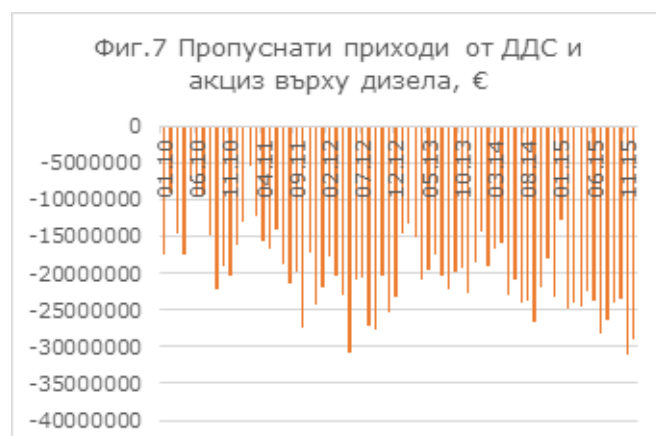
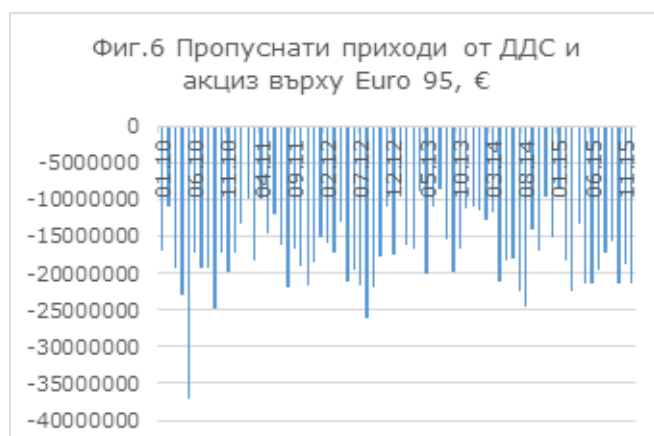
От косвените данъци, митата са хармонизирани, акцизите са различни за всяка страна, но са с тенденция за хармонизиране, която е заложена в присъединителните договори, а ДДС зависи от данъчната политика на всяка от страните от ЕС. Нивата на косвените данъци върху горивата показват сравнителната ефективност от сектора за бюджетните приходи на България и ЕС 27. Затова сравнителният анализ фокусира по-нататъшното ни търсене върху тези данъчни нива в България и средно в ЕС 27.

На Фиг.5 е показана напороваразликата между нивата на българските и средноевропейските косвени данъци, които са пресметнати, както е посочено в (1). След 2010 разликата в нивата на косвеното облагане на дизела започва да превишава -100 €/1000l, като достига и превишава в началото на 2016 -150 €/1000l. Повече от два пъти е по-ниско косвеното облагане на дизела в България отколкото на бензина. След 2010 разликата между косвеното облагане в България и ЕС 27 доближава -300 €/1000l и надвишава тази стойност в 2015.



Заклучението е, че: 1) облагането на сектора на горивата в България е значително по-ниско от средното в ЕС 27; и, 2) че облагането значително е изоставало в периода 2011-2015. Българската държава е пропуснала значителни приходи от косвени данъци за своя бюджет за периода след 2010 в сравнение с останалите страни членки на ЕС.

Тези пропуснати приходи за периода от 2010 до 2015 месечно оценяваме по следния начин: 1) с коефициентите за плътност превръщаме месечните данни от НСИ за доставката в страната на бензин и дизел (производство + внос – износ – изменение на запасите) в литри; 2) литрите умножаваме по средномесечната разлика между нивата на косвените данъци, върху съответното гориво, в България и средните за ЕС 27. Оценката показва, че ако българската държава беше облагала горивата със средните тарифи за косвени данъци на ЕС 27, за периода 2010-2015 щеше да е получила допълнителни приходи в размер на €1 233.7 млн. от количествата продаден бензин и €1 429. 7 млн. от дизела. Общо за шестте години това са €2 663.4 млн. или средно за всяка година €443.9 млн., което е 865.6 млн. лева. Месечните пропуснати приходи са показани на фиг. 6 и фиг. 7.



Изводите от анализа са, че облагането с косвени данъци на бензина и дизела в България е много по-неефективно за бюджета отколкото средно за бюджетите на страните от ЕС 27. Точно това позволява на производителите и търговците в сектора да завишават

своите разходи и нетни доходи.



Сравнение между оценките за разходите и печалбите в секторите на горивата на България и средно на ЕС 27

Последните изводи насочват анализа към сравнение по показател (2): разликите между цените на горивата без косвени данъци и цените на суровия петрол – „Урал“ за България и „Брент“ за ЕС 27, т.е. сравнение между оценките за разходите и печалбите в сектора на горивата. Този сравнителен анализ може да установи, какви са точно относителните размери на посоченото завишаване и последиците от него. Освен в този, то е установено и в предишни наши доклади¹¹. Това твърдение на ЦАУР се потвърждава косвено от секторния анализ на КЗК, според който Лукойл Нефтохим България е продавал горивата на по-висока цена на българския пазар, *на мястото на което ги произвежда*, отколкото за износ.

На графиките са показани цените на горивата без косвени данъци за ЕС 27 (Фиг. 8) и България (Фиг.9) на фона на динамиката на включената в тях цена на суровия петрол сортове „Брент“, (съответно за ЕС 27) и „Урал“, (съответно за България). В Европа съотношението между цените на горивата и петрола относително се запазва през целия период.



Данните за България, обаче сочат друго. На Фиг. 9 с просто око се вижда „отварянето“ след октомври 2012 на по-голяма разлика, т.е. по-високи цени на горивата, в сравнение с цените на петрола.



Провеждаме корелационен анализ между цените на течните горива и цените на петрола „Брент“ за ЕС 27, за целия период, който обхваща 408 наблюдения: за бензина корелацията е 0,95, а за дизела 0,96. Корелационният анализ между цените на течните горива и цените на петрола „Урал“ е съответно за бензина 0,86 и за дизела 0,83. Тези анализи потвърждават непоследователната динамика на цените на горивата в България: за периода от януари 2008 до октомври 2012 оценките за разходите и печалбите за Euro 95 средно са 120,08 €/1000l, докато след този период те стават 239,05 €/1000l или нарастват със +118,97 €/1000l. За дизела тези стойности са както следва: от 161,73 €/1000l се покачва през втория период средно на 286,54 €/1000l, или със +124,81 €/1000l. Данните за ЕС 27, за същите два периода, за двата вида гориво сочат:

- за бензин Euro 95: I период 153,01 €/1000l; II период 189,52 €/1000l; разлика – +36,51 €/1000l;
- за дизел: I период – 204,91 €/1000l; II период – 226,01 €/1000l; разлика – +21,09 €/1000l.

Данните за ЕС 27 нарастват, но с пъти по-ниски темпове: нарастването на оценените разходи и печалби за българския бензин е **3,26 пъти по-бързо** в сравнение с това в ЕС 27, а за дизела е **6 пъти**. Това дава основание да фокусираме сравнителния анализ пряко върху разликата между оценките за разходите и нетните печалбите в секторите на горивата в България и в ЕС 27.



Заради това, че нивото на работните заплати, цените на електроенергията, за преработка, складиране, транспорт и търговия, са по-ниски, разходите за България за производство на 1000 литра горива би следвало да са по-ниски отколкото в ЕС 27. Фиг. 10 показва, че до октомври 2012 нивата на оценените разходи и нетни доходи в сектора на горивата в България са по-ниски средно с -31,8 €/1000l за бензина и с -42,4 €/1000l за дизела, което съответства на горните аргументи. След този период настъпва обрат – нивата на оценените разходи и нетни доходи в сектора на горивата в България надвишават средните в ЕС 27 с 81,8 €/1000l, като в края на 2015 и началото на 2016 надвишават 103,4 €/1000l, т.е. нараснали са средно съответно с **113,6 €/1000l** за бензина и с **145,8 €/1000l** за дизела.

Не може да се намери обяснение за това нарастване в пазарни и макроикономически промени. Българските условия не са се променили в сравнение с европейските след 2012: петролът „Урал“ е по-евтин от „Брент“; работните заплати в България остават най-ниските в ЕС; същото се отнася за цените на почти всички останали разходи. Това означава, че в пъти по-бързото нарастване в България се дължи изцяло на увеличение на печалбите на производителя и на търговците на бензин и дизел. Най-вероятното обяснение е злоупотребата с господстващо положение на пазара от страна на Лукойл Нефтохим Бургас и на картела на големите вериги бензиностанции.

Правим оценка на размерите на тази злоупотреба по следния начин: 1) с коефициентите за плътност превръщаме в литри месечните данни от НСИ за доставката в страната на бензин и дизел за периода от 2012 до 2015; 2) изчисляваме средното отклонение на оценените разходи и печалби от горивата на България от тези на ЕС 27 за периода от 2008 до октомври 2012; 3) с полученото средно отклонение изчисляваме, какви биха били оценките за разходите и печалбите от горивата в България, ако го нямаше тяхното нарастване; 4) изваждаме от отчетените оценки за разходите и печалбите за целия период 2008-2016 получените на стъпка 3); 5) от получените оценки за разликите изчисляваме средномесечните; 6) умножаваме средномесечните ценови разлики с доставените месечно литри горива и оценяваме окончателното завишаването на месечните печалби

за съответното гориво в България.

Нашата оценка за прекомерното нарастване на печалбите на българските производител, вносител и търговци в сектора за периода 2012-2015 е €104,4 млн. за бензина и €677.3 млн. за дизела, което отговаря на общо 1 524.3 млн. лева.

Данните за прекомерното нарастване по месеци са показани на фиг. 11 и фиг. 12.



Възможно е причините за прекомерното нарастване на печалбите на производителя и търговците на бензин и дизел след октомври 2012, да са:

- 1) Започналата технологична реконструкция на Нефтохим Бургас от Лукойл през 2012. Беше заявено, че разходите ще се изплатят от повишения процент на извличане на фракции от суровия петрол с над 14%. Изглежда, инвестицията веднага е включена в цената;
- 2) Разширяването на руския пазарен дял на българския пазар на течни горива. През октомври 2012 „Газпром“ закупи от „Газтрейд“ частта от базата в Костинброд за складиране (за около 25,5 хил. куб. м), смесване и дистрибуция на бензин, дизел и др. течни горива¹² като по този начин затвърди господстващото си положение в складирането на горивата.



Препоръки за управление на рисковете на пазара на горивата

Комисията за защита на конкуренцията. След като взе решение за две производства за установяване на нарушения по чл. 15 от ЗЗК и по чл. 101 от ДФЕС и по чл. 21 от ЗЗК чл. 102 от ДФЕС, Комисията следва да направи публично достояние информацията за:

- 1) цените на вноса на суровия петрол и списъкът на доставчиците;
- 2) стойността и структурата на всички разходи на рафинерията;
- 3) цените на продажба на едро на горивата;
- 4) условията на договорите за продажба на едро и на договорите за съхранение на горива в своите акцизни складове.

Освен това КЗК трябва да

- 5) установи дали Агенция „Митници“ са възстановили измервателните устройства по продуктопровода Росенец – Илиянци и дали се предават онлайн данните от системите, които бяха премахнати при предишното правителство с промяната на Наредба №3.

Основанието е не само Законът за достъп до обществена информация. В много по-голяма степен причината е необяснимото бездействие на КЗК в продължение на последните 5 години и особено в последните 26 месеца да извърши секторен анализ на конкурентната среда на пазарите на производство и реализация на бензин и дизелово гориво. Друга причина е несигурното положение на състава на КЗК. Съмненията са за ново прикриване на злоупотребите с господстващо положение в сектора на горивата.

Дори да се стигне до санкции от КЗК, те няма да препятстват бъдеща злоупотреба с господстващо положение на малкия пазар на течните горива в България. Затова са задължителни законодателни промени.

Народното събрание не защити в последните осем месеца публичния интерес и не създаде ефикасни инструменти за защита на конкуренцията на пазара на течни горива. Затова повтаряме отново своите препоръки за законодателни промени:

- 1) Да се въведе изискване за пълно отделяне на собствеността на преработващата фирма от тази на фирмите за съхранението и транспортирането на горивата;
- 2) Да се задължат собствениците на данъчните складове да декларират, че отсъства свързаност между тях.¹³ Сигурната мярка е „Лукойл“ да бъде принуден със закон да продаде акцизните складове за гориво на несвързани с него фирми;
- 3) Най-рационално е държавата да изкупи акцизните складове за гориво включително за нуждите на задължителни запаси от горива по категории нефтопродукти, съгласно Договора за присъединяване на Република България към ЕС и § 3 на Заключителните разпоредби на ЗЗЗНН, за 50 дни. Съхранението на горивата е печеливш бизнес – наемите ще позволят вложените средства да се възстановят за няколко години.

Министърът на финансите следва да обяви, какво ще предприеме в отговор на информацията от КЗК и съобразно своята компетентност и приложимото европейско законодателство, за да „предприеме подходящи мерки за подобряване на конкурентната среда.“ Според този доклад е необходимо:

- 1) Агенция „Митници“ да обяви публично резултатите от ревизията си на вноса и декларирането на данъци за суровия петрол; и да установи заедно с „Гранична полиция“ българския суверенитет (вкл. безусловен митнически и граничен контрол) върху терминал „Росенец“;
- 2) Националната агенция за приходите да направи ревизия на „Лукойл Нефтохим Бургас“ и на „Лукойл България“, и да поиска от швейцарските данъчни власти да ѝ представят данни за насрещна проверка на „LITASCO GROUP“;
- 3) До законодателните промени, като временна мярка, да бъде изпълнена препоръката на ЕК и България да подпише споразумение със съседните страни членки за използване на данъчни складове, с цел преодоляване практическия монопол на Лукойл;
- 4) *Министърът на финансите* да направи отчет на резултатите от въведените според закона измервателни уреди за доставката на суров петрол, за износа на горива и деривати и за количествата горива, излезли от акцизните складове и да се произнесе публично имало ли е и има ли нелегален внос/износ на петрол и производните му продукти от страната и укриват ли се количества суров петрол и течни горива.

Бележки

- ¹ <http://money.cnn.com/2016/06/02/investing/opec-oil-decision-saudi-arabia-iran/>
- ² ЦАУР, „Междинен доклад за горивата, юни 2014“
http://riskmanagementlab.com/bg/index.php?id=products&categories_id%5b0%5d=11&categories_id%5b1%5d=12&products_id=56&tx_multishop_pi1%5bpage_section%5d=products_detail
- ³ http://www.parliament.bg/bg/topical_nature
<http://bnt.bg/part-of-show/kakva-e-realnata-tsena-na-gorivata-v-ba-lgariya>
- ⁴ <http://www.mediapool.bg/eksperti-shtetite-ot-kartela-s-gorivata-sa-3-mlrd-lv-za-tri-godini-news246048.html>
- ⁵ <http://reg.cpc.bg/Decision.aspx?DecID=300045174>
- ⁶ <http://reg.cpc.bg/Decision.aspx?DecID=300045174>
- ⁷ <http://m.btvnovinite.bg/article/bulgaria/ikonomika/premierat-bojko-borisov-pozdravjavam-kzk-za-reshenieto-za-kartela.html>
- ⁸ Производство № КЗК/99/2016, ответник: „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД; предмет: „Злоупотреба с монополно или господстващо положение“
<http://reg.cpc.bg/Dossier.aspx?DossID=300049035>
Производство № КЗК/98/2016, ответници: „ШЕЛ България“ ЕАД; „Ромпетрол България“ АД; „ЕКО България“ ЕАД; „ОМВ България ООД; „Петрол“ АД; „НИС Петрол“ ЕООД; „Лукойл България“ ЕООД; Сдружение „Българска петролна и газова асоциация“; предмет: „Забранени споразумения, решения и съгласувани практики“
<http://reg.cpc.bg/Dossier.aspx?DossID=300049034>
- ⁹ <https://www.energy.eu/fuelprices/>
- ¹⁰ Виж. Бележка № 8
- ¹¹ ЦАУР, „Втори междинен доклад за течните горива, 2015“
„Това заключение предполага да се потърсят причините за високите цени на горивата на българския пазар във висок нетен доход (печалба) на „Лукойл Нефтохим Бургас“. Тази хипотеза се опровергава напълно от отчетените постоянни загуби от дейността на „Лукойл Нефтохим Бургас“ след 2008...“
http://riskmanagementlab.com/bg/index.php?id=products&categories_id%5b0%5d=11&categories_id%5b1%5d=12&products_id=101&tx_multishop_pi1%5bpage_section%5d=products_detail
- ¹² http://www.capital.bg/biznes/kompanii/2012/10/14/1925536_gazprom_kupi_baza_za_tech_ni_goriva_v_bulgariia/
- ¹³ Отговор на мин. Горанов на питане на народния представител Мартин Димитров, относно структурата на собствеността на данъчните складове
http://www.parliament.bg/bg/topical_nature/24004

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, ОКТОМВРИ 2016

Ралица Караконова



Този доклад анализира потреблението на ПГ от домакинствата в България, проследява тенденциите в ЕС 27 и прави сравнение. Предметът не се оценява положително или отрицателно, анализира се единствено с оглед рисковете за енергийната стратегия на страната.

При изготвянето на доклада, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация. Данните, анализите и мненията са базирани на коректно посочените източници. Анализът и прогнозите не изразяват политически пристрастия; не третират предмета на анализа положително или отрицателно; не дават аргументи за ползата или за вредата от несигурността; третират я единствено от гледна точка на опитите за управление на рисковете.

Авторите не носят пряка или косвена отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. може да се цитира само за административни, изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

© RAM^c 2016. Всички права запазени



Резюме

В този междинен доклад за природния газ (ПГ) правим анализ на структурата на крайното потребление на суровината по сектори в България и ЕС 27¹. Сравнението налага по-задълбочено изследване на цялото енергопотребление на домакинствата и в частност това на ПГ.

Направен опит да се установят причините за наличието на различни тенденции в България и ЕС 27. Чрез сравнителен анализ между цените и енергийната ефективност на основните заместители на ПГ – електроенергията и дървата за огрев се проследяват икономическите причини за предпочитанията на една или друга суровина от българските потребители.

Доклада завършва с изводи за състоянието на енергийното потребление на домакинствата и прогноза за основният риск пред достигане на стратегическата цел 30% от домакинствата до 2020 да се газифицират.

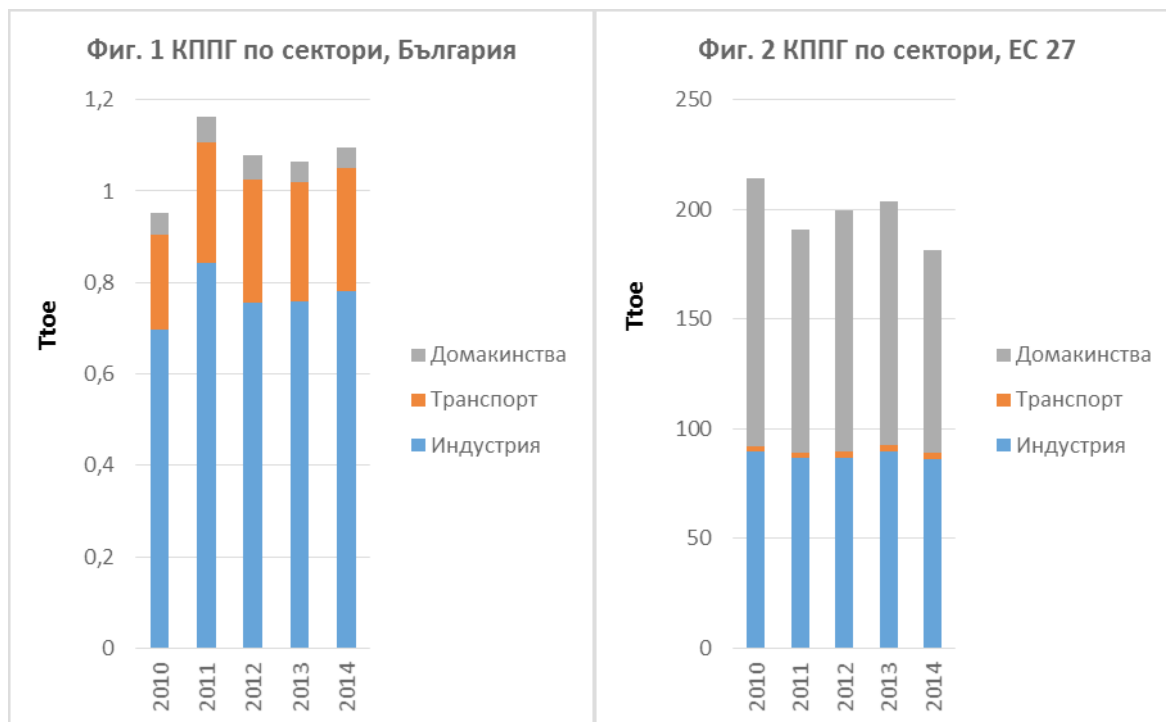


Въведение

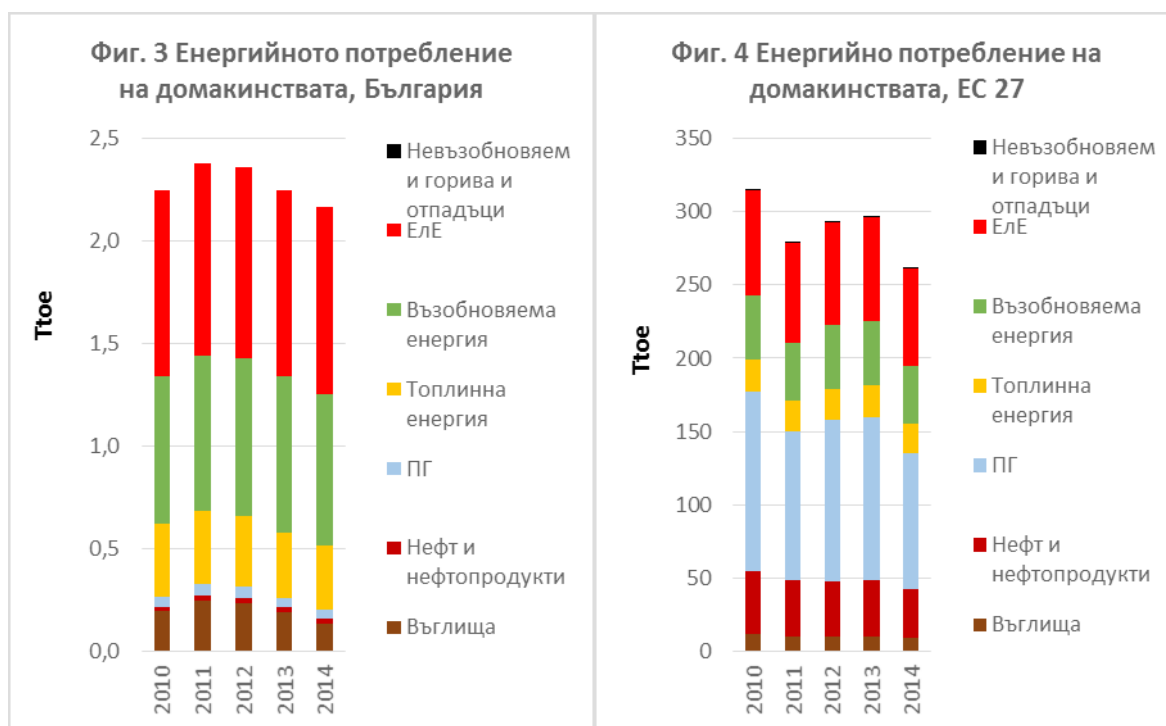
Нарастването на потреблението на ПГ е един от основните фактори за увеличаване на енергийната ефективност и затова е заложено в стратегическите цели на България в енергетиката; 30% от домакинствата в страната следва да бъдат газифицирани до 2020. *Тук анализираме рисковете пред изпълнението на тази стратегическа цел.*

Сравнението между крайното потребление на ПГ (КППГ) в България и ЕС 27 на Фигури 1 и 2 показва дълбоки различия: в 2014 в ЕС 27 делът на домакинствата от крайното потребление на ПГ е 40%; на индустрия – 38% и на транспорт – 1%, докато в България най-голям дял от КППГ има индустрията 65%, след това транспорта 22% и накрая домакинствата 4%.

Тази структура обяснява много по-големия спад на КППГ в България през 2009, който се дължи на рецесията в индустрията². Търсим обяснения за различията в КППГ: в структурата и динамиката на общото енергийно потребление по сектори, чрез сравнение на домакинското общо енергийно потребление с ЕС 27, в ценовите разлики и съотношенията между цените на енерго ресурсите.



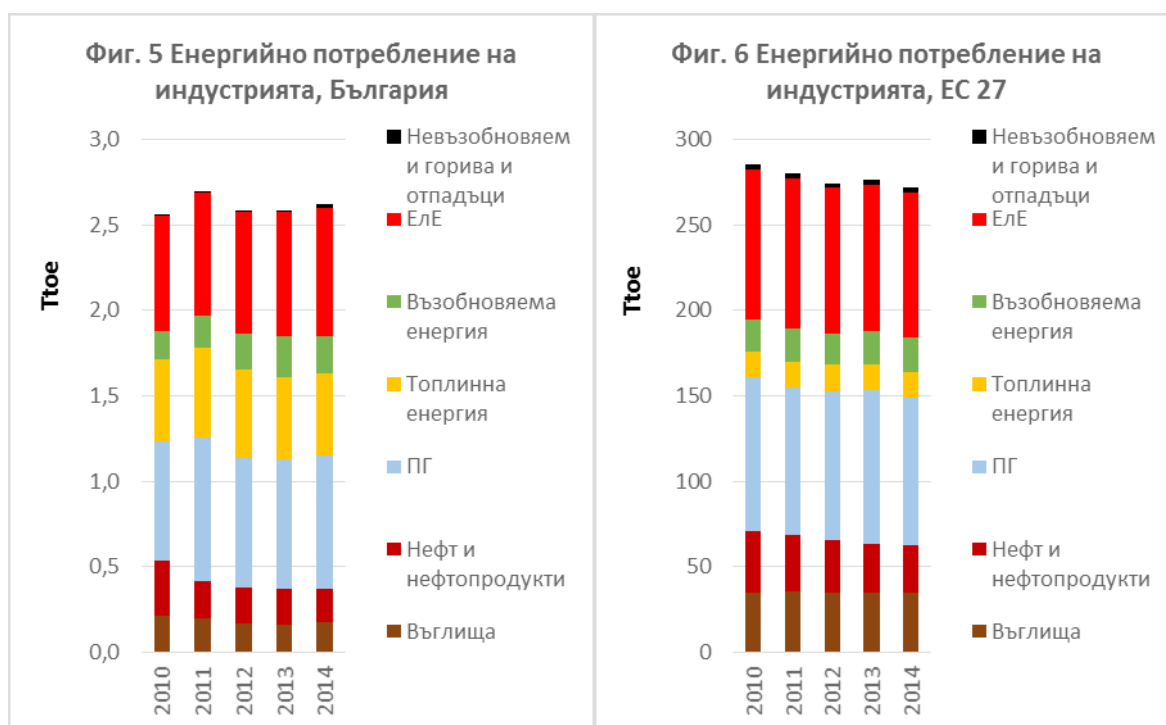
Структурата на Крайното енергийно потребление в България и ЕС 27³



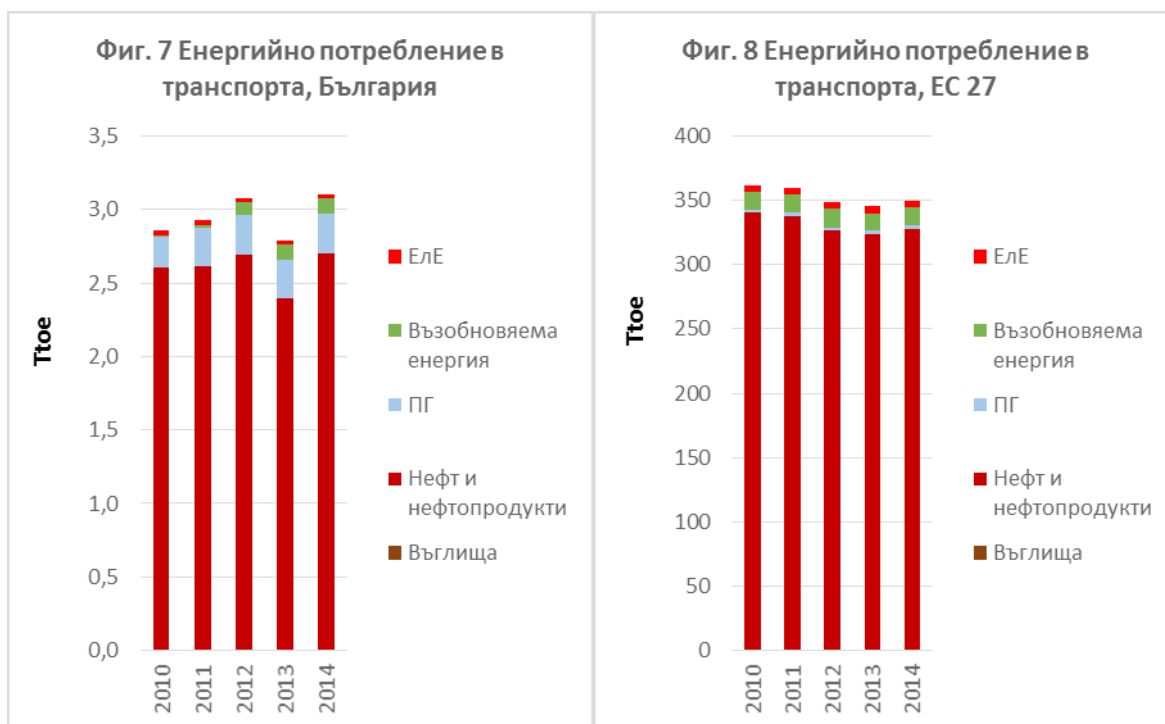
Общото енергопотребление на домакинствата (Фиг. 3) в периода остава относително

стабилно в рамките на 2167,2 – 2380,1 Ttoe. През 2014 енергопотреблението на домакинствата е по-ниско от това през 2010 с -79,2. В него настъпват структурни промени; в периода: се повишават с 2% потреблението на *възобновяема енергия* – основно дърва и с 2% електропотреблението. В периода намаляват с -2 % потреблението на *въглища* и на *топлинна енергия* с -1%.

Най-вероятно потреблението на въглища и на топлинната енергия се измества от разширяване използването на възобновяемата дървесина и по-високото потребление на електричество. В периода се наблюдават много слабо нарастване на крайното потребление на природен газ (КППГ) и почти *никакви процеси на заместване на енергоресурси от ПГ*.

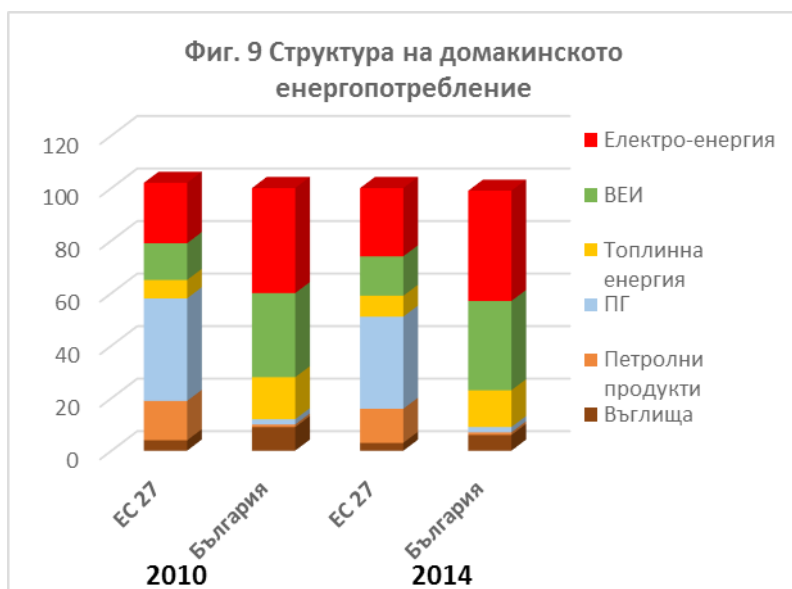


Структурата на потребление в индустрията в България и ЕС 27 е подобна. Най-голям дял има ПГ, следван от електроенергията. Има рязък и траен спад (-56 316 Ttoe) на българското индустриално енергопотребление в 2008 – 2009. Между 2010-2014 спада потреблението и *нефтепродуктите* с -5% и на *въглищата* с -1%; повишава се потреблението на *електричеството* и на *ВЕИ* с по 2%, *отпадъци* – 1%, а на *ПГ* с 3%.



В транспорта традиционно доминират петролните продукти (88% от общото енергопотребление). За разлика от ЕС 27, където на второ място е възобновяемата енергия - в България е природния газ с 9%. Електрическата и възобновяемата енергия са с по 1% участие в общото потребление. Процесите на заместване са увеличаване дела на *ВЕИ* с 3% и на *ПГ* с 1%, за сметка на намаляване на *петролните продукти* с -4%. Друга разлика с ЕС 27 преди 2012 е по-ниския дял на енергията от *ВЕИ* в България. В 2014 дяловете вече са изравнени – по 4%. В ЕС 27 и в България използваната електроенергия в транспорта е с най-малък относителен дял.

Направеният анализ по сектори показва, че от гледна точка на потреблението на *ПГ* най-големи различия има в структурата и динамиката на енергопотреблението на домакинствата в България и ЕС 27. Оттук произтича необходимостта да се потърси обяснение за причините.

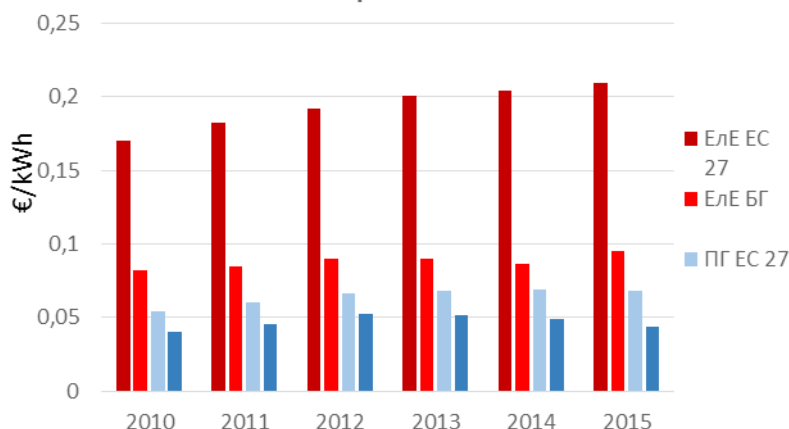


Сравнението на домакинското енергопотребление между България и ЕС 27 в 2010 и 2014 (Фиг. 9) показва, че най-голям дял от общото потребление на енергия в ЕС 27 има *ПГ*, а в България – електроенергията. В България за тези 5 години низходящия ред на потребление на енергоресурси е постоянен: електроенергия > *ВЕИ* > топлинна енергия > *ПГ* > петролни продукти. В ЕС 27 този ред е: *ПГ* > електроенергия > *ВЕИ* > петролни продукти > топлинната енергия > въглищата.



Сравнителен анализ между цените на ЕлЕ и ПГ в България и ЕС 27

Фиг. 10 Съпоставка на цените на ПГ и ЕлЕ в България и ЕС 27

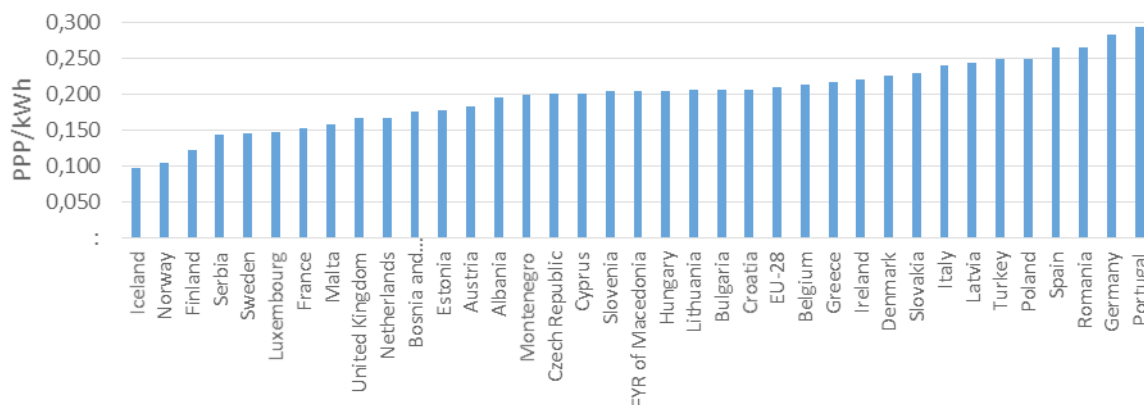


На Фиг. 10 показваме съпоставка между цените на ПГ и ЕлЕ в България и средните в ЕС. Цените в България на ЕлЕ и ПГ са системно по-ниски от средните в ЕС. По-високата цена на ЕлЕ в ЕС се обяснява с по-високите разходи за труд и други производствени разходи. Близките цени на ПГ се обясняват с много ниските разходи за доставка по газопреносните мрежи.

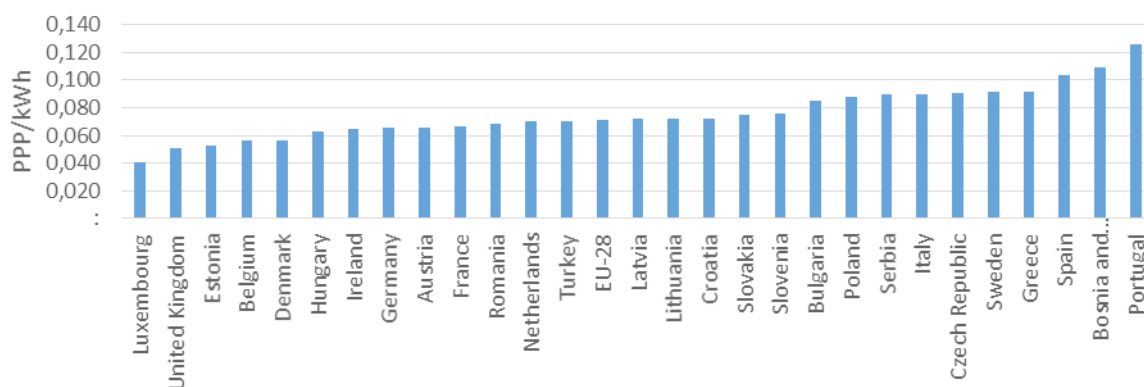
Съотношенията между цените на ЕлЕ и ПГ в ЕС е средно около 2.80 пъти. То надвишава максималната

стойност на това съотношение в България, което е 2.60, но както ще видим по-долу в периода е било 1.71.

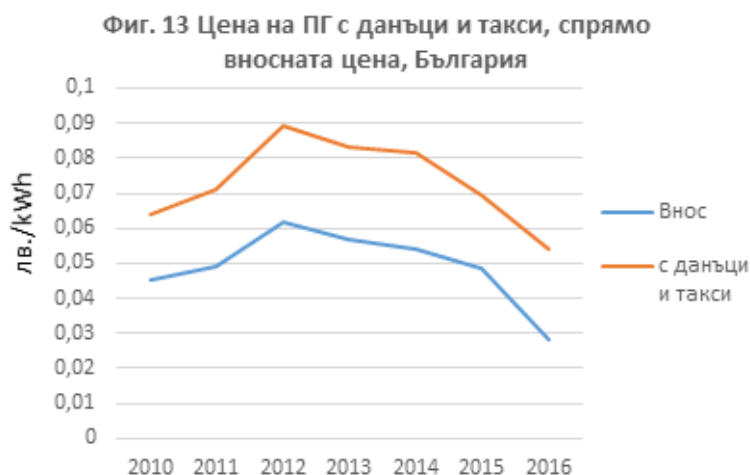
Фиг. 11 Цени на ЕлЕ за домакинствата 2015S2



Фиг. 12 Цени на ПГ за домакинствата 2015S2



Цените на ПГ и ЕлЕ за домакинствата за втората половина на 2015, сравнение с покупателната способност (PPP) за kWh показват, че: цените на ЕлЕ в България (0,207 PPP/kWh) са около средните за ЕС 28 (0,211 PPP/kWh); докато цените на ПГ в България (0,085 PPP/kWh) значително изпреварват тези в ЕС 28 (0,071 PPP/kWh). Това означава, че ПГ остава по-недостъпен за българските домакинства, отколкото за европейските.



На Фиг. 13 са показани резултатите от проверката на коректността на ценообразуването на ПГ за домакинствата. Средногодишната цена на вноса на ПГ взимаме от решенията на КЕВР за определяне входната (първичната) цена на ПГ за тримесечия за всяка година от изследвания период, осредняваме данните и с получените годишни стойности, проследяваме динамиката на цената на ПГ за домакинствата с данъци и такси по отношение на първичната цена. Вижда се, че цените следват една и съща тенденция. Това показва, че

регулаторът не е допуснал спекулации с цената на ПГ.

Отговорът на въпроса, защо толкова малък процент от българските домакинства се отопляват с ПГ, следва да се търси в комплекса от следни причини:

- Социалният статус на домакинствата, който е най-ниския в ЕС. Средния годишен паричен доход на домакинствата⁴ за 2015 е 11 723 лв., а средния паричен разход⁵ е 11 047 лв., с други думи домакинствата потребяват почти целия си приход, като им остават средно около 56 лв. всеки месец. Тази тенденция се запазва през годините, като има и такива периоди, през които разходите на домакинствата надвишават приходите;
- Разходите за изграждане на газова сградна инсталация;
- Достъпът до газоразпределителна мрежа. Капацитетът на газоразпределителната мрежа може да покрие приблизително на 1/3 от КППГ в страната. Мрежата може да захрани 305 хил. потребители, от които 293 – битови, представляващи 10% от домакинствата в страната, които са разположени в 15% от общините;
- Несигурност на доставките и непредвидимост (непредсказуемост) на цената. В медиите периодично се говори за липсата на сигурност на газовите доставки, освен това гражданите са били свидетели на спиране на доставките на газ в 2009. Липсата на количества собствен добив и пълната едностранна зависимост на газовите доставки от Русия, могат да бъдат, част от причините за недоверието на домакинствата в стабилността, ефективността и цената на горивото, за сметка на електричеството, което е собствено производство и местното парно, където има такова;
- Рисковете от изпускане на ПГ по тръбопровода, от неволно забравяне на включен уред, от моментно прекъсване на подаването поради неправилна манипулация с последващо неконтролирано изтичане, от задушаване при

продължително изтичане, неправилно изгаряне или отвеждане, или в по-тежки случаи от взрив;

- Наличие на достъп до енергия от ВЕИ. Този вид енергоресурс е на второ място в общото енергопотребление на българските домакинства. Това се дължи на високия процент на потребление на топлинна енергия произведена от биомаса, т.е. използване на дървен материал за отопление от част от домакинствата. Дървата за горене съставляват 99% от потребената от домакинствата енергия произведена от възобновяеми източници⁶;

България е част от енергийната общност на ЕС, следва общите цели и спазва едни и същи регламенти с останалите 27 страни, но структурата на енергопотреблението на българските домакинства е съществено различна. В периода ПГ не замества електропотреблението – това става от ВЕИ, основно дърва за огрев. Ще потърсим причините в цената и в достъпността на енергоресурсите и в инвестиционните разходи за отопление.



Сравнителен анализ на цените и на енергийната ефективност



ПГ и електроенергия (ЕлЕ). На Фиг. 14 са показани цените в лева за kWh на ЕлЕ и на ПГ за българските домакинства с данъци и такси за периода от 2008 до първата половина на 2016 (2016S1).⁷ Данъците и таксите, които плащат домакинствата за ЕлЕ и ПГ имат еднакъв дял (17%) от крайната цена. Цените на двата ресурса имат сходна динамика на повишение до 2014, която след това става разнопосочна. ПГ следва тенденцията в динамиката на цените на петрола и течните горива и спада,

а цената на ЕлЕ се покачва. Това предполага поне в последната година и половина да има изместване на ЕлЕ от ПГ. За сравнението тук се използват цените за средно потребление на енергия. Те показват, че ПГ е значително по-евтината суровина - в 2016S1 цените в лв./kWh са 0,187 за електроенергията и 0,072 за ПГ. ЕлЕ е 2.6 пъти по-скъпа от ПГ.

Ако се фокусираме върху енергопотреблението на домакинствата за отопление резултатът от сравнението дава предимство на отоплението с ПГ, когато ЕлЕ се използва от конвектори. Сравнението ще бъде непълно, ако не включим потреблението на ЕлЕ от домашни климатизатори.

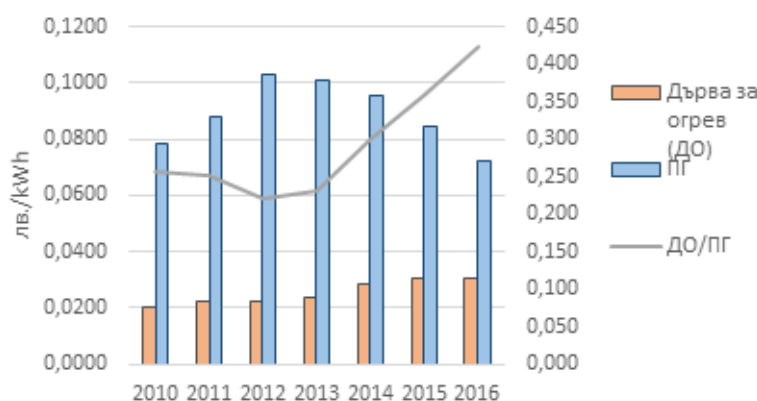
При това сравнение ключови параметри са въведените от ЕС през 2013⁸ Seasonal Energy Efficiency Ratio (SEER) – сезонен коефициент за енергийна ефективност при охлаждане и Seasonal Coefficient Of Performance (SCOP) – сезонен коефициент

на трансформация при отопление. С тези задължителни параметри класовете на климатизаторите се покачват от А до А+++. Най-високият клас се характеризира със следните параметри $SEER \geq 8.50$; $SCOP \geq 5.1$. ЕС забранява вноса на климатизатори, които не покриват новите изисквания за енергийна ефективност.

При тези условия използваме за сравнението климатизатори от клас А, които са с параметри: $5.10 \geq SEER < 5.60$; $3.40 \geq SCOP < 4.00$. При среден за клас А климатизатори $SCOP = 3.70$ цената на ЕлЕ за отопление на домакинство (при други равни условия – площ, кубатура на помещенията и др.) става 0.050 лв./kWh и е 69.4% от цената на ПГ. Ако допуснем, че инвестициите за използване на ПГ и за климатизатори са равни⁹, това предполага значително предимство при експлоатация на климатизаторите. Среден климатизатор от клас А с мощност 3kW изразходва за отопление 0.81kW. Работата им 8 часа средно в 300 дни/годишно ще струва 334 лв./г. и спестява в сравнение с конвектор с 3 kW - 904 лв./г.; а в сравнение с отопление с ПГ със същата мощност (518 лв./г.) спестява 184 лв./г.

Сравнителните оценки обясняват до голяма степен причините ПГ да не замества електропотреблението за отопление в домакинствата.

Фиг. 15 Сравнение на цените на ПГ и дървата за отопление

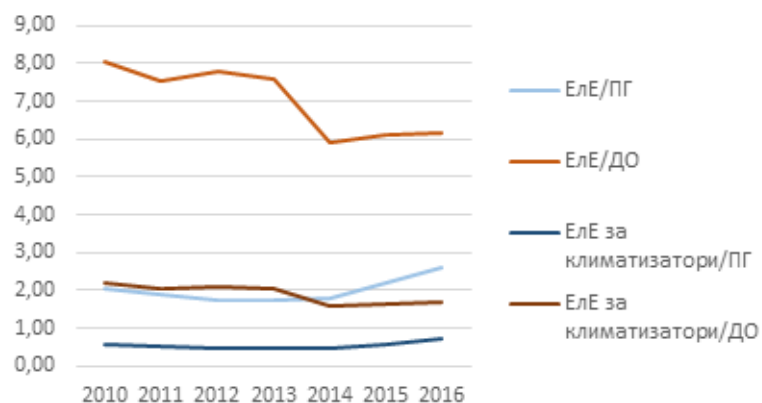


ПГ и дърва за отопление (ДО). От динамиката и структурата на домакинското енергопотребление се вижда, че делът на ВЕИ (основно дървесина) е втори след ЕлЕ и нараства между 2005-2014. На Фиг. 15 е показан резултатът от сравнението на цените, което тук е за периода 2010 – 2016. То изисква привеждане на цените на ДО към общата дименсия лв./kWh. У нас те са предимно бук и дъб, които са със средна калоричност от 3.98 kW/kg¹⁰. Средната цена на ДО с ДДС между 2010 и 2016 е съответно 80 – 121 лв./т. Тази цена е превърната в лв./

kW с посочената по-горе средна калоричност и е сравнена с цената с данъци и такси на ПГ за домакинствата със средно ниво на потребление. Сравнението показва, че в периода ПГ е бил между 2.37 и 4.54 пъти по-скъп енергоносител от ДО.

На Фиг. 16 са показани съотношенията между цените на ЕлЕ с ПГ и с ДО. Сравнението показва, че в периода ЕлЕ е била между 1.71 и 2.60 пъти по-скъпа от ПГ и между 8.03 и 5.90 пъти по-скъпа от ДО.

Фиг. 16 Съотношения между цените на ЕлЕ, ПГ и ДО



Ако за целите на сравнението на ефективността на домакинския разход за отопление с ЕлЕ съобразим с използването на климатизатори клас А¹¹ се вижда, че отоплението с ЕлЕ излиза по-евтино за периода – цената на ЕлЕ е между 56% и 69.4% от цената на ПГ. Второто сравнение показва, че цената на ЕлЕ за отопление с климатизатор е оставала 2.77 и 1.59 пъти по-висока от цената на ДО. Това най-вероятно е основният мотив българските домакинства да заместят ЕлЕ с ДО.



Заклучение

От анализите и сравненията следва, че ценовите съотношения на трите вида енергоресурси обясняват значителна част от причините българските домакинства да заместят потреблението на ЕлЕ за отопление с ВЕИ - основно с ДО и да не заместят ЕлЕ с ПГ.

Съществуващата мрежа за доставка на ПГ на домакинствата в ЕС прави срокът за откупуване на нови инвестиции в климатизатори клас А (и по-висок) много дълъг и това обяснява много бавния темп на снижаване на европейското домакинско потребление на ПГ. Освен това в много европейски страни има ограничения за такива инвестиции от управлението на етажната собственост.

При сегашните съотношения между цените на енергоресурсите – основно на електроенергията, природния газ и дървата за огрев не може да се прогнозира бъдещо динамично заместване на българското домакинско електропотребление с ПГ. Технологичния напредък за икономично потребление на електроенергия от климатизаторите от клас А+ със SCOP \geq 4,5 ги прави силно конкурентни пред домакинствата, както по отношение на инвестицията, така и по отношение на цената на разходите за отопление.

Това е основният риск пред постигането на целта 30% от домакинствата в страната следва да бъдат газифицирани до 2020.

Големият резерв за нарастване КППГ е в индустрията в две направления:

- като суровина за химическа, каучукова и други индустрии, които при ниската цена стават конкурентно способни и могат да работят и за износ; и,
- като заместващ първичен енергоизточник в действащите към момента големи горивни инсталации на въглища. Този процес протича ускорено в САЩ и по необходимост трябва да се случи в България в следващите 10-15 години поради нарастване цената на енергията от термични централи в резултат на постигнатите договорености на Парижката конференция през декември 2015г.

Бележки

- ¹ ЕС 27, включва всички държави от ЕС без България.
- ² Потреблението на ПГ в енергетиката не е част от крайното потребление на ПГ.
- ³ Данните са взети от Евростат; Мерна единица: Ttoe
- ⁴ <http://www.nsi.bg/bg/content/3230/%D0%B3%D0%BE%D0%B4%D0%B8%D1%88%D0%BD%D0%B8-%D0%B4%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D0%B8>
- ⁵ <http://www.nsi.bg/bg/content/3244/%D0%B3%D0%BE%D0%B4%D0%B8%D1%88%D0%BD%D0%B8-%D0%B4%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D0%B8>
- ⁶ <http://www.nsi.bg/bg/content/4201/%D0%B2%D1%8A%D0%B7%D0%BE%D0%B1%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D1%8F%D0%B5%D0%BC%D0%B8-%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D0%B9%D0%BD%D0%B8-%D0%B8%D0%B7%D1%82%D0%BE%D1%87%D0%BD%D0%B8%D1%86%D0%B8>
- ⁷ Източник: Евростат; Мерна единица: лв./kWh
- ⁸ Правилник (ЕС) № 206/2012 допълващ клаузите на ErP (Energy related Products) директива 2009/125 (ЕС) за домашни климатизатори с охладителна мощност до 12 kW.(или отоплителна, ако продуктът няма функция за охлаждане) и разхлаждащи вентилатори с входна електрическа мощност на вентилатора й 125 W.
- ⁹ Според Овергаз инвестицията за газифициране на апартамент е 2500-5000 лв., <https://www.overgas.bg/29>
- ¹⁰ Нетната средна калоричност е функция от влажността и е 3.98 KW/kg при 20% влажност. https://www.msuxextension.org/forestry/WB2E/Pellets/WOOD_FUELS_HANDBOOK_BTC_EN.pdf
- ¹¹ Приемаме, че в 2010 COP на клас А е бил 3.00, а в 2016 – 3.70, както е след въвеждането на новите стандарти.

**ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА,
НОЕМВРИ 2016**

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Този доклад се фокусира върху рисковете за електроенергийния сектор през втората половина на 2016. Предметът не се оценява положително или отрицателно; анализира се единствено с оглед рисковете пред страната.

При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без изрично писмено съгласие на ЦАУР съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. Може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, от академичния и административен дебат.

За нанесени вреди се носи съответната имуществена отговорност.

© RAM^c 2016. Всички права запазени.

**Резюме**

Продължава негативното развитие на процесите, които са източници на рискове за електроенергийния сектор: спадът в износа на електроенергия, понижената международна цена и намаленото вътрешно потребление.

Резултатът от делото с „Атомстройекспорт“ натоварва с още 1.2 млрд. лв. задлъжнялостта на БЕХ, която се оценява на общо 7.7 млрд. лв. Задълженията на НЕК, в рамките на холдинга, достигат 5.730 млрд. лв. и се изравняват общият размер на активите, които са оценени на 5.785 млрд. лв.

Правим анализ на напредъка на процеса на либерализация и положително оценяваме предприетите регулаторни мерки за увеличаване на дела на борсовата търговия. В същото време той остава много нисък на фона на вътрешното потребление и в сравнение с близките борси в Румъния и Унгария.

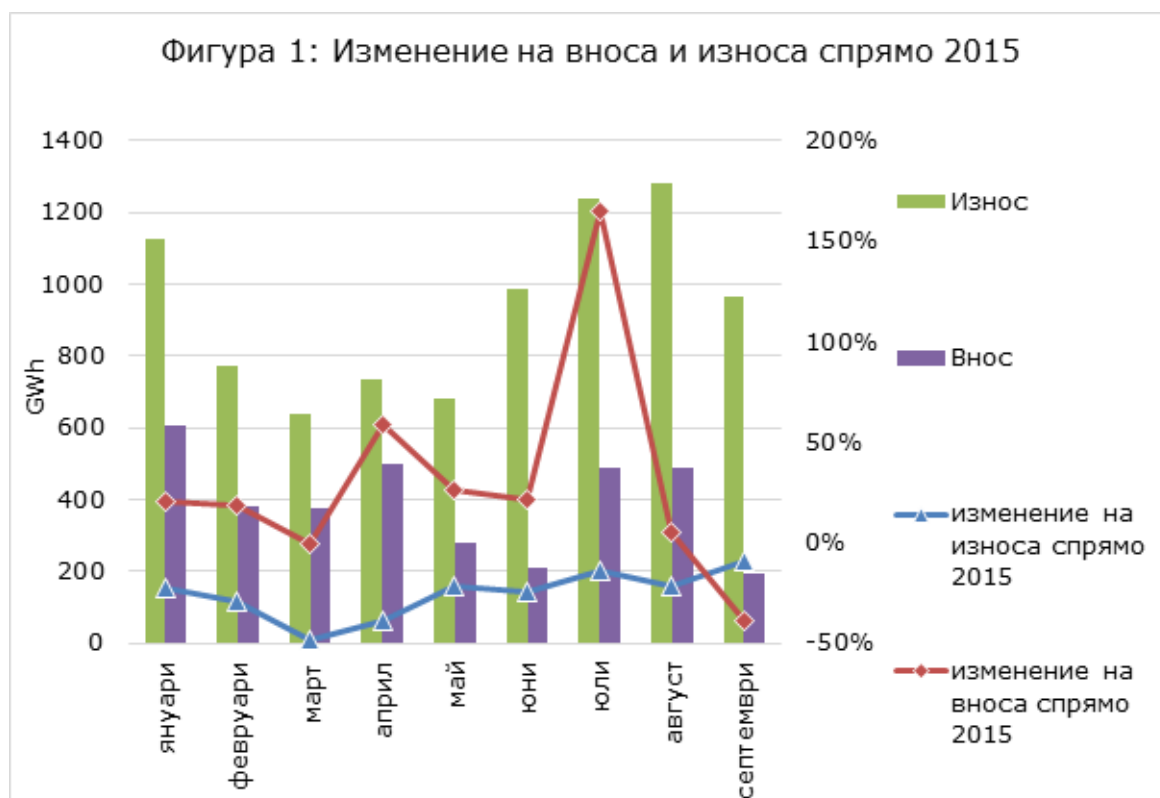
Основните ни препоръки са за бърза реформа на остарялата структура на индустрията на базата на борсовата търговия, изработване на нова енергийна стратегия с участието на всички заинтересовани лица.

**Рисков контекст**

- 1. Намалява brutното производство на електроенергия, което се дължи в голяма степен на динамиката на нетния износ.*

В 2016 се наблюдава устойчива тенденция за намаляване на brutното производство. По данни на Електроенергийния системен оператор, за 2016 то е 45 037 GWh, което е с -8.27% по-малко спрямо 2015. Вътрешното потребление се запазва на същото ниво в 2016: 38 619 GWh, или с 0.16% повече от 2015.

Значителен принос за намаляване на производството има динамиката на износа. Общо, износа за 2016 е 6 418 GWh, като намалява с -39.1% спрямо 2015.



Месечната динамика, по данни на НСИ (Фигура 1) показва, че темпът на намаление на износа е постоянен през цялата година. Износът намалява общо с -25% за първите 9 месеца на 2016, като разликата е в обем от 2877 GWh. За същия период вносът нараства с 646 GWh или 22%. Вносът нараства особено силно в месец юли, когато нетното вътрешно потребление нараства с 8,2%, докато brutното производство – с 6,4%.

2. През юни 2016 НЕК бе осъдена да заплати общо 628.9 млн. евро от Международния арбитраж в Париж.

През юни 2011 руската „Атомстройекспорт“ завежда иск в международния арбитражен съд в Париж за изплащане на 54 млн. евро от страна на НЕК за неизплатено оборудване за АЕЦ Белене. От своя страна, НЕК завежда дело за 63 млн. евро за неизкупено старо оборудване. През март 2012, след анализ на HSBC, българското правителство реши да прекрати проекта поради високата му цена: оценена тогава на 10.3 млрд. евро.

Строителството на АЕЦ Белене е прекратено първо с решение на правителството и парламента на България през март 2012. След проведения през януари 2013 национален референдум за съдбата на проекта, Народното събрание взима второ решение за спиране на строителството му¹.

В средата на декември 2016 НЕК изплаща 601,6 млн. евро на „Атомстройекспорт“². Сумата от 628.9 млн. евро бе редуцирана вследствие подписаното споразумение между руската компания и НЕК, според което НЕК поема ангажимент за пълно изплащане на сумата, посочена в арбитражното дело, в замяна на което „Атомстройекспорт“ се

отказа от лихвите, дължими след решението на съда.

Сумата бе осигурена след решение на НС за отпускане на държавна помощ и становище на ЕК, че отпускането на безвъзмездния заем не е неправомерно³. Това не се отрази негативно на кредитния рейтинг на БЕХ, тъй като рейтинговите агенции Moody`s и Fitch Ratings бяха предвидили предоставянето на помощта ^{4,5}.

3. На 30 ноември ЕК предложи нов пакет от мерки в енергийния сектор с фокус върху енергийната ефективност, чистата енергия и възможностите за избор на потребителя, наименуван „Чиста енергия за всички“⁶.

Реализирането на мерките е предвидено, чрез промяна на:

- Директива 2009/72/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на електрическа енергия⁷;
- Директива 2012/27/ЕО за енергийната ефективност⁸;
- Директива 2010/31/ЕО енергийните характеристики на сградите⁹;
- Директива 2009/28/ЕО насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници¹⁰; и

чрез нов работен план за еко дизайн на продуктите, консумиращи електрическа енергия.

Ако предложенията на Комисията бъдат приети, те ще доведат до следното:

1. Ще бъдат ограничени механизмите, изкривяващи пазарните цени – като ценови лимити и приоритизирането на определени инсталации в генериращия микс. Целта е цените да насочват инвестициите към тези компоненти на електроенергийната система, които имат най-голяма нужда: например, недостиг на преносен капацитет, центрове с високо потребление и т.н.;
2. Ще бъде ограничена (до 5 год. след влизането на директивата в сила) възможността на ТЕЦ на въглища да участват в механизмите за осигуряване на капацитет (търговете за студен резерв);
3. Въвежда се обвързваща цел от 30% увеличаване на енергийната ефективност спрямо 2005;
4. Ще се засили процесът на реновация на съществуващи сгради, от които 75% са енергийно неефективни. Държавите членки трябва да въведат ценово ефикасни мерки за саниране, за въвеждане на интелигентни измервателни уреди и минимизиране на административните разходи за реализирането на тези проекти;
5. Ще бъдат въведени нови критерии за въвеждане на инсталации от ВЕИ, с ускоряване на времето за одобряване на проектите и премахване на приоритетния достъп до мрежата. Въвеждат се обвързващи цели за сектора, предоставящ отоплителни/охлаждащи услуги. Ще се улесни продажбата на излишна електроенергия, генерирана за собствено потребление, като тези производители няма да бъдат третирани като доставчици. Това ще насърчи инвестициите в малки ВЕИ проекти.

Основният ефект от тези мерки ще бъде регионализацията на енергийните пазари, интеграцията на ценово ефективни технологии – главно ВЕИ и природен газ и увеличаване на енергийните спестявания. Пазарът на електроенергия ще бъде все повече пазар на потребителя, с по-високо ниво на прозрачност.



Рисковете във втората половина на 2016

Рисковете за електро енергетиката са:

- 1. Риск от необосновани стратегически инвестиционни решения в условия на вътрешнополитическа несигурност, регионална нестабилност и несигурна прогноза за търсенето на електроенергия.*

Рискът е нов за 2016 и произтича от решението на арбитражния съд и политическата необходимост да бъдат оправдани последните държавни разходи за повече от 1.2 млрд. лева и заедно с това, общите от 2.5 млрд. лв.

Появилите се данни за руски, френски и китайски инвеститори^{11, 12} не предоставят параметри за реализация на проекта АЕЦ „Белене“. Посоченото от министър-председателя изискване за реализация „на пазарна основа, без държавна инвестиция и без договори за дългосрочно изкупуване на електрическа енергия“ е слабо вероятно без гаранция за изкупуване или сключване на договор за разлика. Недопустимо е също и смесване на цените на евтината електроенергия от АЕЦ Козлодуй с тези на нова АЕЦ.

Към анализа на рисковете от този проект можем да добавим следното. Рестартирането на проекта „Белене“ се намира в противоречие на:

- тенденциите в развитието на сектора. Спадът на производството на електроенергия от АЕЦ в Европа: от 995 TWh в 2000, на 916 TWh в 2010 и 876 TWh в 2014. Причината е в ценовата конкуренция на другите енергийни източници, спадащото електропотребление заради енергийната ефективност и високите маржинални разходи;
- спадащото брутно производство в страната – както бе посочено в анализа на рисковия контекст и конкуренцията с излишъците на електроенергия от Румъния и дори Украйна;
- принципите на действие на пазарния механизъм в ЕС, които поставят фокус върху децентрализираното производство, взимането на решения на пазарен принцип и фокус върху потреблението, вместо върху производството.

Според 10-годишния план на Електроенергийния системен оператор /ЕСО/ за развитие на електропреносната мрежа до 2024, в България ще бъдат инсталирани 2 212 MW, които включват 1 489 MW мощности от ВЕИ, увеличаване на мощността на генераторите в АЕЦ „Козлодуй“ и др. Не се предвижда нито изграждането на 7-ми блок в АЕЦ „Козлодуй“, нито друга ядрена мощност. Планът правилно посочва намаляващия товар като причина за принудително ограничаване на съществуващите мощности в АЕЦ. Това прави изграждането на нови излишно.

Оценката на Европейската мрежа на операторите на преносни системи ENTSO-E, е че не може да се очакват проблеми с адекватността на генериращите мощности, освен в случаите на много нисък товар и висока генерация от БЕИ. Т.е. съществува обратен риск: от прекомерен излишък на мощности. Същото казва и докладът на Световната банка за състоянието на електроенергийния сектор на страната: България не се нуждае от нови мощности до 2020¹³.

2. Риск от влошаване на финансовото състояние на НЕК и увеличаване на задлъжнялостта на държавни дружества в рамките на БЕХ.

Вторият риск е резултат на въздействията на рисковете за (1) финансовото състояние на НЕК и (2) негативния резултат от делото с „Атомстройекспорт“, които посочихме в доклада от май 2016. Рискът произтича от спада на потреблението и на нетния износ на електроенергия, от резултатът от делото с „Атомстройекспорт“ и от забавеното във времето реструктуриране на сектора.

Данните от финансовите отчети на НЕК ЕАД¹⁴ разкриват следните фактори за динамиката на текущия счетоводен баланс:

- за първото полугодие на 2016 намалява производство на електроенергия в собствените ВЕЦ и ПАВЕЦ с 41% спрямо същия период на 2015. Причината е намалените водни запаси в язовирите;
- с -15.6% по-малко е изкупената от НЕК електроенергия, в резултат на по-ниското потребление, с -13.2% намаляват продажбите на вътрешния пазар; в резултат приходите от продажба на електроенергия намаляват с -26.7%;
- общият размер на приходите, който включва и дивидентите от асоциирани предприятия намалява с -11% спрямо първата половина на 2015;
- общите разходи намаляват с -5.6%, което се дължи на намалението на разходите за закупена електроенергия. В същото време се повишава средната цена за закупуване на електроенергия, вследствие ниското натоварване на централите с дългосрочни договори за изкупуване, намалените приходи по механизма „задължение към обществото“ вследствие свиващото се потребление, увеличени дял на изкупена електроенергия от ФТЕЦ и увеличените финансови разходи (лихви по кредитите от БЕХ).

Общо през първото полугодие на 2016 загубите на НЕК са 93 862 хил. лв., докато в същия период на 2015 загубите са за 137 293 хил. лв., което е намаление с -32%, дължащо се изцяло на предприетите регулаторни действия за намаляване на текущия дефицит. До края на септември, под въздействието на посочените фактори, текущите загуби достигат 154 853 хил. лв., като намаляват с -21% спрямо същия период на 2015.

Общия размер на задълженията на НЕК от счетоводния баланс до средата на 2016 възлиза на 4.132 млрд. лв. Към 30.09.16 общата сума на задълженията нараства до 4.530 млрд. лв. Към тях следва да се добави и държавният заем за погасяване на задълженията по арбитражното дело към „Атомстройекспорт“ в размер на 1.2 млрд. лв. Така общият размер на задълженията на НЕК нараства до посочените по-горе 5.730 млрд. лв.

Основната част на този дефицит: 3.5 млрд. лв. (2.3 млрд. преди решението на

арбитражния съд¹⁵) се дължи на разходите, които НЕК направи по двата големи инвестиционни проекта: „Белене“ и „Цанков камък“, след политическите решения и прехвърляне на разходите за тях на държавната компания.

Не е добро положението на ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД. Към 30.09.16 сумата на задълженията възлиза на 805 365 хил. лв., а текущата загуба е в размер на -89 426 хил. лв. В края на ноември дружеството взе нов заем от БЕХ в размер на 45 млн. лв. за погасяване на вноската във фонд „Сигурност на електроенергийната система“.

Общо, задълженията на БЕХ към края на септември възлизат на 6.497 млрд. лв., като са нараснали с 370 643 хил. лв. спрямо преходната година. Ако към тази сума се добави и държавния заем от 1.2 млрд. лв., то задълженията на БЕХ са за близо 7.7 млрд. лв.

3. Риск от забавяне на процеса на либерализация.

Рискът произтича от наличието на дългосрочни договори за изкупуване на енергия, ниският обем на борсовата търговия и наличието на регулирани цени. Това е нов риск, възникващ в резултат на политическата криза в края на 2016.

Според оценката на Световната банка ¹⁶, направена по-рано тази година, процесът на либерализация на пазара на електричество може да отнеме от три до пет години. В рамките на този период следва:

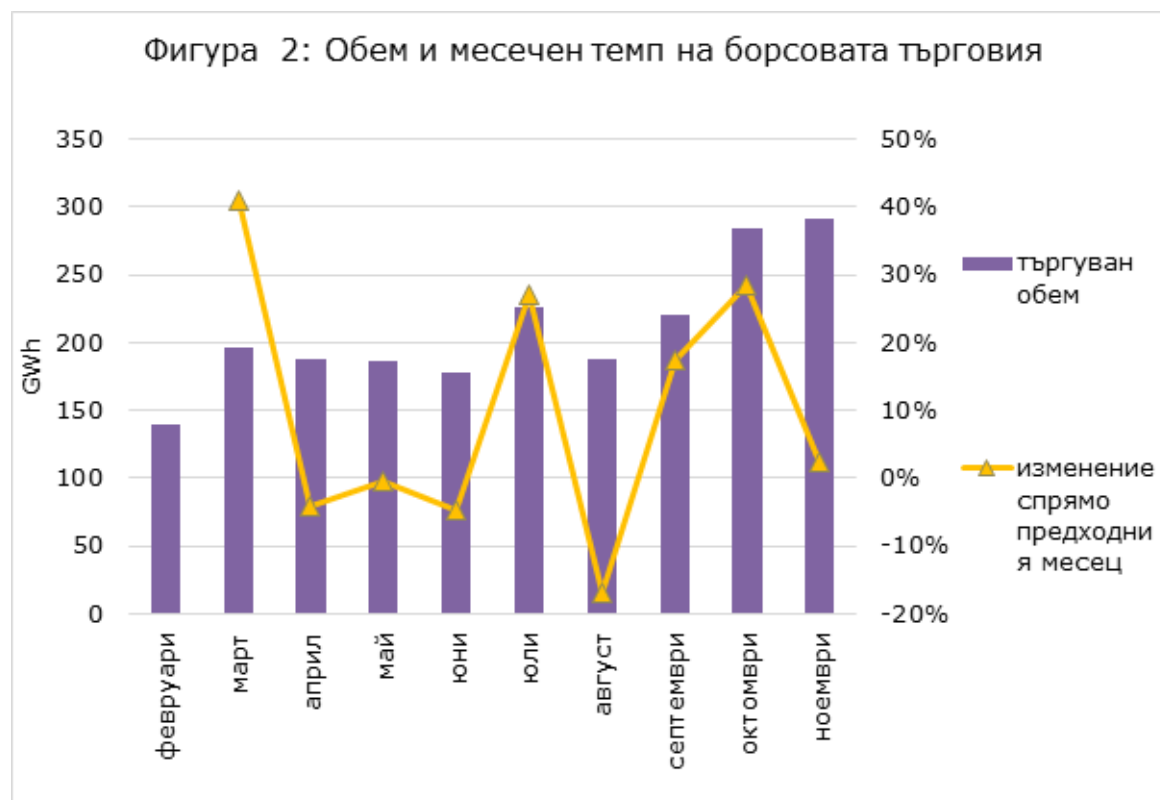
1. държавните предприятия да продават 100% от електроенергията си чрез борсата;
2. договорите за дългосрочно изкупуване да бъдат заменени с други инструменти – като „договорите за разлика“ (фонд, покриващ разликата между борсовата цена и договорената преференциална цена), които успешно се прилагат в Полша, Великобритания и др. държави;
3. да бъдат де-регулирани цените за крайните потребители, заедно с което да бъдат идентифицирани уязвимите потребители и бъдат въведени мерки за защитата им.

Заедно с мерките, посочени в предишния Доклад за рисковете в електроенергетиката от май 2016, в рамките на тази година бяха въведени стандартизирани товарови профили, позволяващи на клиенти без почасово отчитане на електромерите да излязат на свободния пазар. Инструкциите за това бяха изработени от КЕБР през март тази година заедно с процедурата по смяната на доставчик на електрическа енергия¹⁷. Разпределителните дружества увеличават броя на предлаганите от тях профили, което трябва да стимулира увеличаване на броя на пазарните участници с по-малко потребление (малки фирми и домакинства: EVN България – 9 профила, ЕНЕРГО-ПРО – 7, „ЧЕЗ разпределение България“ – общо 8).

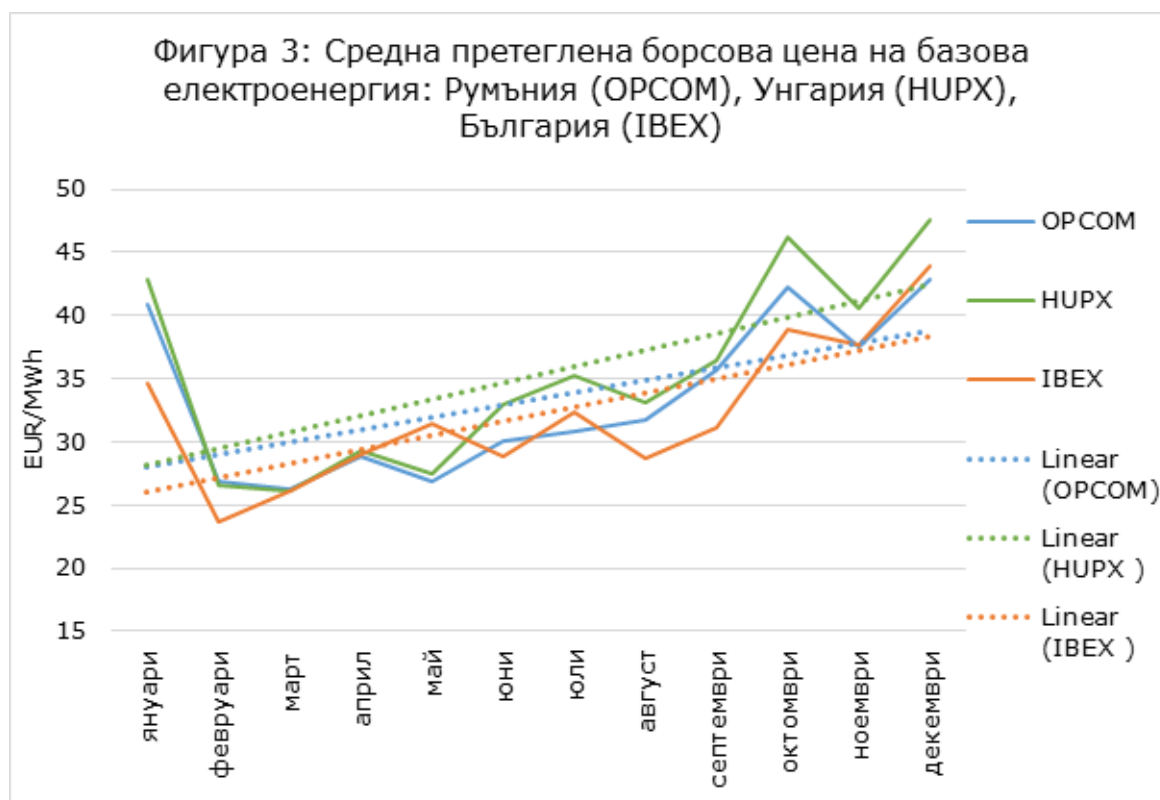
Според последния доклад на КЕБР до ЕК, количеството електроенергия, търгувано на свободния пазар в 2015 е 12 289 GWh ¹⁸, или 43% от крайното потребление на електроенергия (28300 GWh). Делът на свободния пазар расте с 2% спрямо предходната година. Очакваме след старта на електроенергийната борса и реализирането на посочените мерки този дял да се увеличи още по-бързо.

Количествата, търгувани на електроенергийната борса остават ниски (Фигура 2). От 139 GWh през февруари, обемът нараства до 291 GWh, което е ръст със 109%, но

представлява едва 4.7-9.1% от нетното вътрешно потребление (данните за него са до септември). Средното месечно нарастване е 10%, което е твърде ниско за бързо увеличаване и достигане на сравними с други борси количества. За същия период, на унгарската борса се търгуват количества, които съставляват между 36% (1349 GWh за януари) и 45% (1567 GWh за юли) от нетното вътрешно потребление; на румънската: между 41% (съответно 1919 GWh и 2074 GWh за февруари и март) и 54% (2268 GWh за август).



Правим сравнение на динамиката на пазарните цени на електроенергийните борси в Унгария, Румъния и България (Фигура 3). То е важно, тъй като двете близки борси са ефективно пазарно свързани (market coupling). Данните показва постепенното доближаване на българската и румънската цена от започването на работа на българската електроенергийна борса. Очаква се борсовият пазар ден-напред да се интегрира с румънския до средата на 2016 ¹⁹ прогнозираме, че тенденцията на сближаване на цените ще се запазят.



Основният стимул за нарастване на борсовата търговия е цената. Цените на електрическата енергия, продавана от краен снабдител, по една (дневна) скала са за „ЧЕЗ Електро България“ АД: битови – 129 лв./MWh, небитови – 141 лв./MWh; „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД: битови – 127.4 лв./MWh, небитови – 162.5 лв./MWh; „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД: битови – 134.7 лв./MWh, небитови – 144.8 лв./MWh; „ЕСП Златни пясъци“ ООД: битови – 135.8 лв./MWh, небитови – 137.9 лв./MWh.²⁰ Потвърждаваме нашето заключение от доклада през май, че средната борсова продажна цена на електроенергията е по-ниска от тази на регулирания пазар, въпреки че свободното търгуване на енергия има ниски обеми. Крайната цена остава най-ниската за ЕС, където усреднената цена е 209 €/MWh за домакинствата и 118 €/MWh за индустрията.²¹

При положение, че цените на борсата са ниски, следва да има други бариери за навлизане на пазара. Те трябва да бъдат анализирани и да се изработят мерки за премахването им.



Мерки за управление на рисковете

Мерките, които предлагаме, са съобразени с рисковете, рисковия контекст и изпълнението им е реалистично в краткосрочен план.

1. *Необходимо е максимално бързо публичната администрация да изработи рамка за взимане на решения в енергийния сектор.*

Рамката се състои от енергийна стратегия и прогноза за потреблението на енергия в десетгодишен срок. Легитимността на тази рамка следва да произтича от механизма на

изработването му. Предлагаме за пръв път енергийната стратегия на България да бъде изработена съвместно с представители на пазарните участници в сектора, регулатора, Министерство на финансите – като собственик на борсата.

Този механизъм за изработване на стратегията ще гарантира, че ще бъдат защитени в максимална степен интересите на всички заинтересовани лица и ще отразява консесусни решения за развитието на енергийния сектор. В същото време, постигнатата висока легитимност на документа ще ускори приемането му от новото Народно събрание.

Новата енергийна стратегия трябва да замени старата²², която не е съобразена с новите стратегически документи на ЕС и не предвижда водещата роля, която борсовата търговия трябва да заеме на пазара на електроенергия и природен газ. Приоритетите в нея трябва да са обвързани с европейската рамка: фокус върху управление на потреблението, енергийната ефективност и ефикасността на производството; интегриране на пазарите на регионално ниво, чрез развиване на мрежите и пазарно стимулиране на инвеститорите в сектора.

Трябва да се извърши анализ на бариерите за увеличаване на борсовата търговия. Те са обвързани с високите транзакционни разходи по излизане на свободния пазар, включително за: цени за информиране, извършване на необходимите действия по излизане на свободния пазар, изработване, сключване и защита на договорите.

Посочените приоритети трябва да гарантират изпълнението на мерките, които в следващите години ще засилят процеса на либерализация на енергийните пазари, без да допускат връщане назад.

2. Приемане и започване на реализацията на пътна карта за либерализацията на електроенергийния пазар

Картата, чието изработване бе започнато от КЕВР в началото на 2016, съдържа всички действия и срокове в процеса на пълна либерализация на пазара. Основните елементи в нея следва да бъдат:

- a. Премахване на статута на единствен доставчик на НЕК, който способства за трупането на дългове през задължението за изкупуване на електроенергията по дългосрочни договори. Това следва да се направи с промени в Закона за енергетиката.
- b. Приватизиране, чрез фондовата борса на активи на БЕХ, което ще помогне за погасяване на дълговете на дружествата в него и най-сетне неговото разформироване, което противоречи на принципите на Третия либерализационен пакет. Елиминирането на БЕХ ще увеличи количествата енергия, предлагани на борсата.
- c. Трансформиране на дългосрочните договори за изкупуване на електроенергия от ТЕЦ и ВЕИ и замяната им с договори за разлика. Премахване на крос-субсидирането на цените на електроенергията, които задържат цените за домакинствата на изкуствено ниски нива и не стимулират излизането им на борсата.
- d. Промени в Закона за енергетиката на дефиницията за енергийна бедност, изработена от КЕВР и Министерство на енергетиката. Мерките за защита на уязвимите потребители следва да са подчинени на европейските принципи, но

съобразени с националните специфики на потреблението на домакинствата: нисък дял на потреблението на природен газ, висок дял на отопление с дърва.

- е. Премахване на хибридният модел на пазара, в който съществува борсов и регулиран сегмент с превръщане на електроенергийната борса в единствен продавач. Борсовата цена следва да стане единствената референтна цена, чрез която ще бъдат сключвани сделки за електроенергия – така, както предлага Световната банка. Следва да бъде създадена и платформа за търговия в рамките на деня (intra-day), която ще интегрира по-лесно електроенергията от БЕИ, и за фючърсни сделки.

Предложеният от нас механизъм за изработване на рамка на политическите решения ще се съобрази с факта, че КЕБР и Министерството на енергетиката с помощта на Световната банка работят по осъществяването на споменатите мерки. В никакъв случай не следва да се допуска тази инерция да бъде изгубена.

БЕХ трябва най-накрая да изпълни своя ангажимент от 2015 и да прехвърли собствеността си в „Българска независима енергийна борса“ на Министерството на финансите.

Водещата роля на борсовата търговия ще въздейства върху посочените от нас рискове като:

- ще минимизира риска от катастрофални инвестиционни решения като това за проекта „Белене“, като инвестициите ще зависят от ценово детерминирани пазарни сигнали;
- ще изтласка от пазара губещите предприятия и стимулира създаването и развитието на печеливши бизнес модели; това ще стимулира инвестициите в сектора като цяло;
- ще доведе до разходно зависими цени на електроенергията и ще премахне възможността за загуби за генериращите предприятия поради регулаторни причини, т.е. ще минимизира регулаторния риск за значителен брой пазарни участници;
- ще се стимулират ефективните производства и поради високата свързаност на българската електропреносна мрежа (11% от инсталираните мощности) ще бъде стимулиран вноса на евтина електроенергия; това ще тласка борсовите цени надолу по същия начин, както в държавите от Западна Европа;
- премахването на регулираните цени ще стимулира инвестициите в енергийна ефективност на домакинствата, които ще научат от опита, че разходите им зависят от комбинацията на пазарните условия и тяхното поведение.

**Заклучение**

Натрупаният от НЕК дефицит е резултат на рисковите политически решения за осъществяване на големи енергийни проекти, взети през годините без визия и стратегия за дългосрочно развитие на сектора. Цената за и риска от тези решения бе прехвърлена на държавните енергийни дружества. Забави се процеса на либерализация и чрез конструирането на БЕХ бе запазена възможността за непазарно влияние в енергийния сектор.

В рамките на 2014-2016 бяха предприети редица стъпки за оздравяване на сектора, които сме посочвали и преди. Приеха се промени в Закона за енергетиката и се създаде фонд „Сигурност на електроенергийната система“, бяха предоговорени дългосрочните договори за изкупуване и в резултат на това загубата на НЕК в 2015 и 2016 започна да се свива. Бяха взети мерки за либерализиране на пазара: стартира електроенергийната борса, постепенно се връща доверието в сектора.

В края на 2016 сме изправени пред опасността от връщане с години назад и рестартиране на рисковите процеси, които почти доведоха до колапс електроенергийния сектор.

Изпълнението на посочените в този доклад мерки и ефектите от тях ще направят процеса на либерализация необратим и ще затворят окончателно пътя за нова опасна политическа намеса в сектора. Те ще способстват за постигане на целите на новата европейска енергийна стратегия. Считаме, че изпълнението им е напълно реалистично, въпреки политическата криза и регионалната нестабилност.

БЕЛЕЖКИ

- ¹ <http://www.parliament.bg/bg/desision/ID/14348>
- ² <http://bnr.bg/post/100770239/temenujka-petkova-potvardi-che-ek-e-smetnala-che-nama-darjavna-pomosht-za-belene>
- ³ <http://bnr.bg/post/100769084/ek-potvardi-che-ne-sa-otkrili-problemi-s-nepravomerna-darjavna-pomosht-po-sluca-s-aec-belene>
- ⁴ [http://www.bgenh.com/INVESTOR%20RELATIONS/161202_MOODYs_Issuer%20comment%20\(PUBLISHED\).pdf](http://www.bgenh.com/INVESTOR%20RELATIONS/161202_MOODYs_Issuer%20comment%20(PUBLISHED).pdf)
- ⁵ [http://www.bgenh.com/INVESTOR%20RELATIONS/161006_FITCH_Credit%20Update%20\(PUBLISHED\).pdf](http://www.bgenh.com/INVESTOR%20RELATIONS/161006_FITCH_Credit%20Update%20(PUBLISHED).pdf)
- ⁶ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>
- ⁷ http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v9.pdf
- ⁸ http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v16.pdf
- ⁹ http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v10.pdf
- ¹⁰ http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v7_1.pdf
- ¹¹ <http://www.government.bg/cgi-bin/e-cms/vis/vis.pl?s=001&p=0212&n=4010&q=>
- ¹² <http://bnr.bg/post/100765636/izpalnitelniat-sekretar-na-bulatom-ima-2-oferti-za-chasten-investitor-za-aec-belene>
- ¹³ http://www.capital.bg/biznes/vunshni_analizi/2017/01/03/2888498_izvodite_na_svetovnata_bank_a_elektroenergiiniia/
- ¹⁴ <http://www.bgenh.com/index.php/bg/2014-04-13-21-48-39/2014-06-03-10-52-02?id=573>
- ¹⁵ https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/me/otchet_me_2014_2016.pdf
- ¹⁶ <http://www.worldbank.org/bg/news/speech/2016/03/22/energy-market-liberalization-and-the-new-trends-in-the-sector>
- ¹⁷ <http://www.dker.bg/newsbg.php?n=2758>
- ¹⁸ http://www.dker.bg/PDOCS/EWRC_Report_EC_16.pdf
- ¹⁹ <http://www.icis.com/resources/news/2016/03/16/9979257/bulgaria-to-join-4m-market-coupling-by-mid-2017-tso/>
- ²⁰ <http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/res-c19-2016.pdf>
- ²¹

Цени на електрическата енергия продавана от краен снабдител по дневна скала					
лв./KWh		„ЧЕЗ Електро България“ АД	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	„ЕСП Златни пясъци“ ООД
Продажба на електрическа енергия	небитови	0,14131	0,16258	0,14479	0,13794
	битови	0,12936	0,12742	0,13476	0,13583
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа	небитови	0,01745	0,01651	0,00818	0,00718
	битови	0,00505	0,00503	0,00818	0,00718
Цена за пренос и достъп, електропреносна мрежа		0,00845	0,00845	0,00845	0,00845
Цена за пренос през разпределителна мрежа		0,02933	0,03127	0,03151	0,03453
„Задължение към обществото“		0,03577	0,03577	0,03577	0,03577
ДДС		20%	20%	20%	20%

Крайна цена	небитови	0,278772	0,305496	0,27444	0,268644
	битови	0,249552	0,249528	0,262404	0,266112

²² Слабостите на действащата енергийна стратегия от 2011 са посочвани и преди: http://riskmanagementlab.com/bg/fileadmin/user_upload/documents/news/DEK_AS_Blgarskite_energiini_strategii_avgust_2015.pdf

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА, ДЕКЕМВРИ 2016

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Докладът анализира рисковете от злоупотребата с господстващо положение на пазара на течните горива, след като тази злоупотреба бе атакувана от изпълнителната власт и започна разследване от КЗК.

Рисковите фактори не се оценяват като положителни или отрицателни; анализира се единствено тяхното въздействие. При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните и анализите са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Анализът и прогнозите не изразяват политически пристрастия; не третират предмета на анализа положително или отрицателно. Документът дава аргументи за ползата или за вредата за всички страни; третира темата и от гледна точка на конкурентоспособността на икономиката и разходите на домакинствата.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници; не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. Когато стане публичен документът може да се цитира за изследователски и учебни цели.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

© RAM^c 2017. Всички права запазени.



Резюме

Основният риск в сектора на течните горива произтича от действията на КЗК за установяване на нарушения на Закона за защита на конкуренцията и Договора за функционирането на Европейския съюз. Наблюдаваме как съвпадат с действията на КЗК през октомври 2012 и февруари 2016: (1) измененията на цените на горивата без косвени данъци, (2) разликите между тях и цените на суровия петрол и (3) нарастването на тези разлики, които наричаме „оценки на разходите и печалбите в сектора“.

Правим оценка на измененията на цените на горивата без косвени данъци, на нивото на облагането им, пропуснатите ползи за бюджета и оценяваме прекомерното нарастване на печалбите в сектора. Фокусираме се върху 2016, но повтаряме оценката за целия период от октомври 2012, когато КЗК не доказва наличието на незаконни практики в сектора.

Основният риск в сектора е, ако КЗК не докаже и съдът не приеме санкциониране на злоупотребата с господстващо положение от страна на картела на търговците и производителя на течни горива, отново да нараснат финансовите щетите за българските потребители на течни горива, да намалее конкурентоспособността на българската икономика и бюджетът на страната да продължи да се лишава от приходи от косвени и преки данъци.

Анализираме ценовите вариации на българския пазар и ги сравняваме със средните в ЕС и избрани държави, за да установим и докажем ненормално дългите периоди на задържане на цените на едни и същи нива, въпреки вариациите в цените на петрола и курса на долара.



Рисков контекст

Запазват се някои от рисковите обстоятелства в сектора на течните горива, констатирани в 2016: средният курс на щатския долар за втората половина на 2016 нараства до 1.79176 лв./\$, което е с 2% повече; с 1.3% нараства цената на суровия петрол. Тече процедурата на КЗК за установяване на картел на пазара на течни горива.

Новите обстоятелства са:

1. В края на ноември миналата година КЗК допусна частично разкриване на доказателствата по започнатото производство за извършени нарушения на Закона за защита на конкуренцията и Договора за функционирането на Европейския съюз на дружествата „Лукойл България“ ЕООД, „Еко България“ ЕАД, „Шел България“ ЕАД, „ОМВ България“ ООД, „Нис Петрол“ ЕООД и „Петрол“ АД¹. Комисията обяви нов 30-дневен срок за запознаване с тях. В рамките на 30-дневния срок за възражения, всички обвинени фирми са поискали разкриване на доказателствата на Комисията. Заедно с това, компаниите обжалваха решението на комисията за частично, а не пълно предоставяне на материалите по производството пред Висшия

административен съд. На 11 януари тричленен състав на ВАС отхвърля тази жалба.

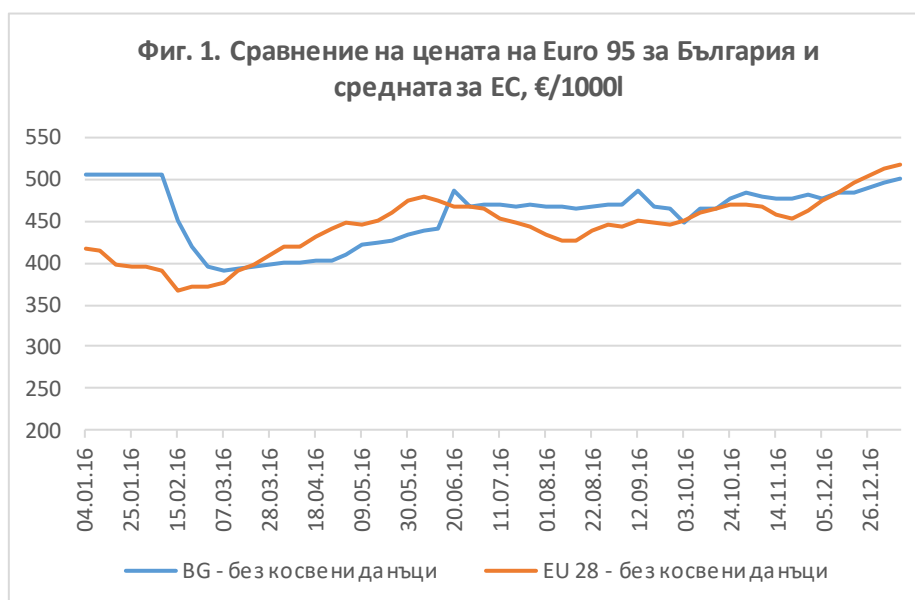
- В края на ноември миналата година страните от ОПЕК постигнаха споразумение за пръв път от 8 години, за намаляване на производството на суров петрол². В резултат на това и на по-ранните ангажименти за такова намаляване, средната цена на суровия петрол „Брент“ през декември надхвърли 50 \$/барел. Общо, за второто полугодие на 2016 средната цена е 47.5 \$/барел, което е с 20% повече от цената за първото полугодие и с 1.3% повече от същия период на 2015.



Отражение на действията на КЗК върху цените на горивата

В предишния доклад от юни 2016 направихме сравнителен анализ между данните за цените на горивата и техните компоненти на Европейската комисия за България и агрегираните данни за страните от ЕС. Основно заключение в този доклад бе, че цените на горивата без косвени данъци у нас започват да изпреварват европейските след октомври 2012. Тогава КЗК реши³, че няма злоупотреба с господстващо положение от страна на „Лукойл България“ ЕООД и че публикуването на цените на сайта на компанията „изкуствено повишава нивото на прозрачност на пазара“.

Продължаваме този анализ с актуализираните данни до октомври 2016.

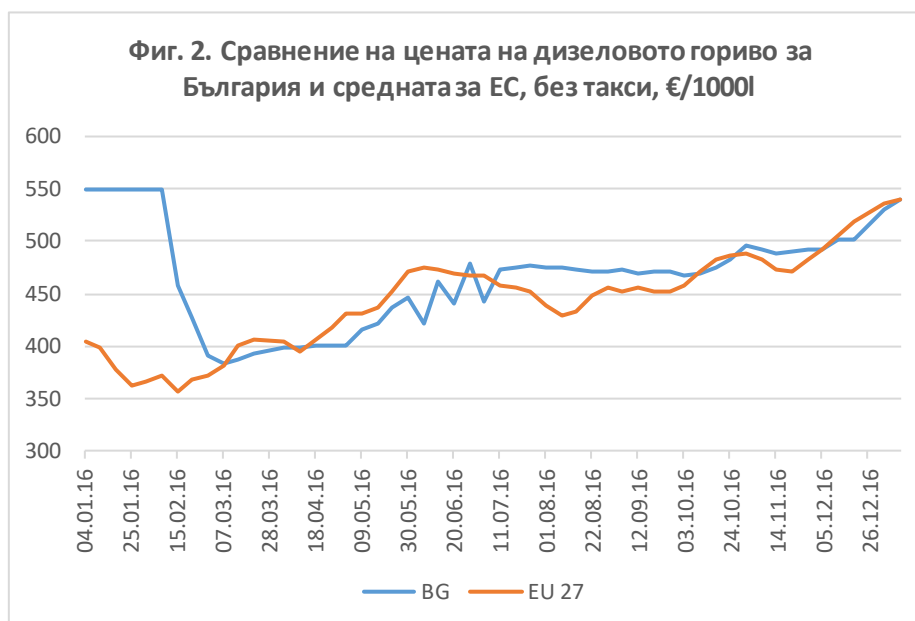


Цената на бензин Евро 95 без ДДС и акциз в България продължава да бъде по-висока от средната за ЕС през по-голямата част от изминалата година (Виж Фиг. 1.). Средната цена в ЕС е по-висока между 21.03 и 27.06 и след 12.12. Цената на бензина рязко спада в периода в периода 8 февруари – 7 март: -23%.

Общо, средната цена на бензин Евро 95 без ДДС и акциз след края на януари 2016 е 452.94 €/1000l с -32% по-ниска, отколкото

в периода октомври 2012 – февруари 2016, когато е била 663.06€/1000l.

Цената на дизеловото гориво за 2016 е по-висока в България до 14.03, от 18.07 до 03.10 и между 07 и 28.11.2016 (Виж Фиг. 2.). Отново се забелязва рязко приближаване на цените след средата на февруари. За периода 8 февруари – 7 март цената на дизеловото гориво спада с -30%.



Общо, средната цена на бензин *Euro 95* без ДДС и акциз след края на януари 2016 е 457.14 €/1000l или с -36% по-ниска, отколкото в периода октомври 2012 – февруари 2016, когато е била 713.59 €/1000l.

Резкият спад на цените на горивата в България, преди облагане с косвени данъци, не е свързан с рязко понижаване на цените на суровия петрол и/или курса на долара. Първо такъв спад не се

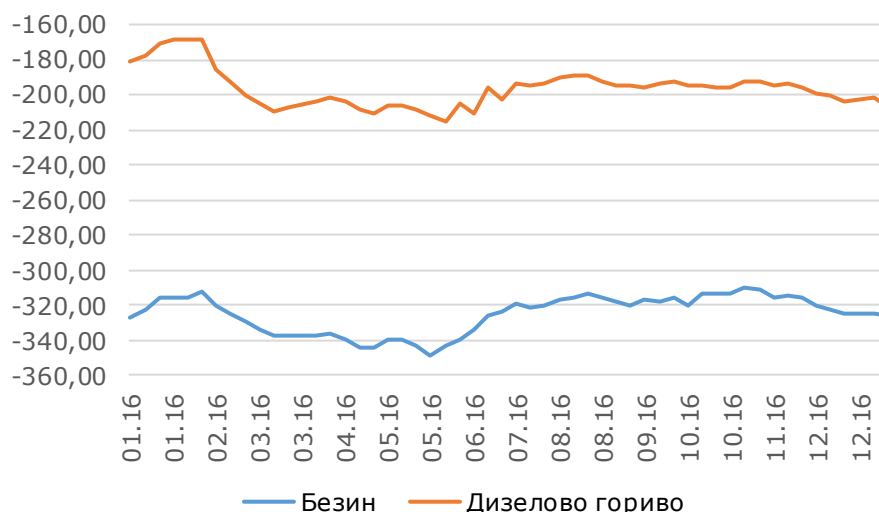
наблюдава в средната цена на петрол „Brent“, от която би следвало да зависят цените на внесените течни горива. Тази цена нараства през февруари 2016 до 32.18 \$/барел, или с 4.8% в сравнение с януари, когато средната цена е 30.70 \$/барел. Второ, при петролът „Urals“ нарастването за февруари е с 6.3% спрямо предходния месец, или от 28.75 \$/барел до 30.55 \$/барел. В същото време спада средната месечна цена на долара: от 1.80105 за януари 2016 на 1.76337 през февруари, или с -2.1% по-малко, така че нарастването за производителя следва да е с 4%. На нарастването на цените на суровия петрол отговоря рязък спад на цените на течните горива без Акцизи и ДДС.



Пропуснати ползи за бюджета

Запазва се значителната разлика в размера на косвените данъци при бензина и при дизеловото гориво за България и ЕС (Виж. Фиг. 3.).

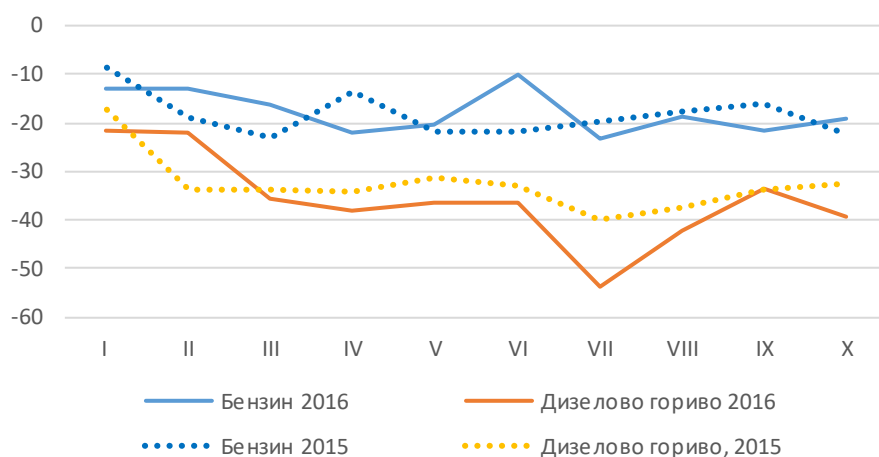
Фиг. 3. Изменение на разликата между българските и европейските ДДС и акциз върху горивата, €/1000l



Тези разлики потвърждават оценката, която направихме в предишния доклад: косвените данъци в България са трайно по-ниски от тези в ЕС. Тези разлики са за сметка на пропуснатите ползи за българския бюджет от ниски приходи от Акцизи и ДДС в сравнение със същите приходи от облагане на течните горива с косвени данъци в ЕС. За да не допусне още по-голямо ощетяване на домакинските бюджети и още по-силно намаляване на конкурентоспособността

на българския бизнес от прекомерно високи цени на горивата, българската държава се е отказала от приходи от тяхното облагане с косвени данъци и е в неравностойно положение с останалите европейски страни-членки на Съюза.

Фиг. 4. Динамика на пропуснатите ползи от облагането с косвени данъци на горивата, млн. €



Данъчното облагане в 2016 продължава да бъде на значително по-ниски нива от средното за ЕС (Фиг. 4). При бензина стойността на акциза е с между -37% и -40% по-ниска, а при дизела – между -25%-31% по ниска от средната за ЕС.

Нашата оценка за пропуснатите приходи от косвени данъци от януари до октомври 2016 е за -177.6 млн. € при бензина и -359.5 млн. € за дизела. Общо от 2010 до

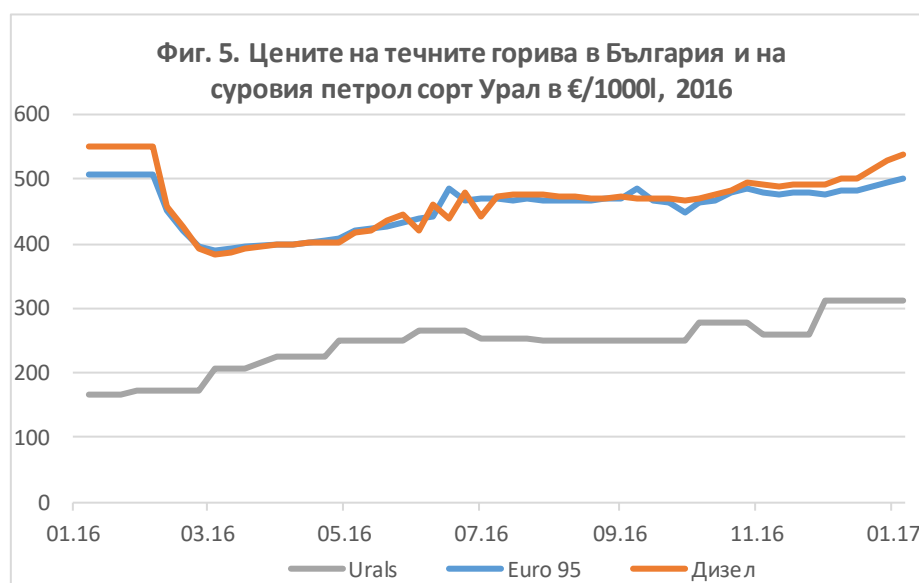
2016 пропуснатите приходи от по-ниското облагане с косвените данъци в сравнение със средните за ЕС са за -3.739 млрд. €. Независимо от намалението на цените на горивата без косвени данъци след февруари 2016, загубите от занижените ДДС и акциз не намаляват значително. При облагането на бензина загубите за първите 10 месеца на 2016 са 177 млн. € или -3% спрямо същия период на 2015. При облагането на дизеловото гориво загубите за първите 10 месеца на 2016 са 359.5 млн. € или с 10% повече спрямо същия период на 2015.

Поставено в перспектива, заниженото ниво на облагане с косвени данъци представлява между 1.1 и 1.4% от БВП за всяка година в периода 2010-2016.



Разходи и печалби в сектора на течните горива

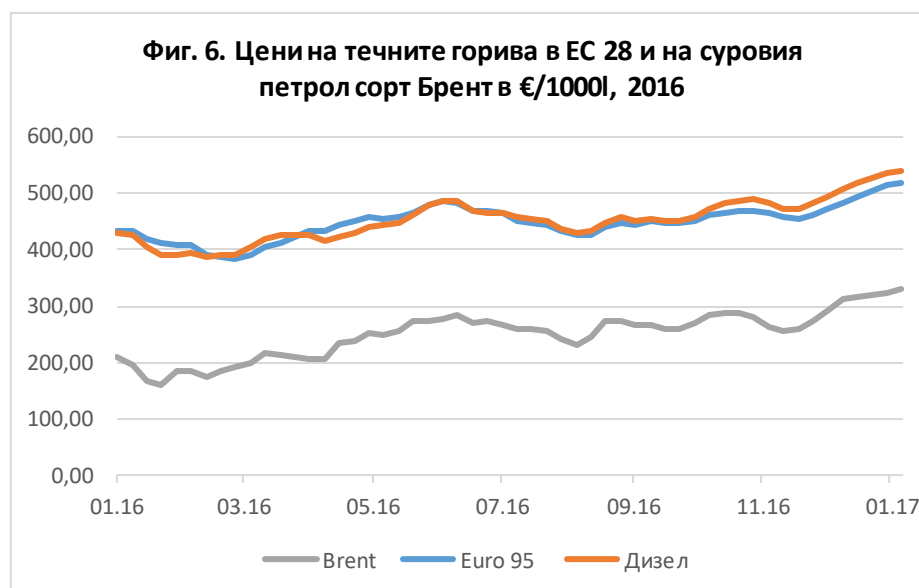
Анализът на нивата на разходите и печалбите в сектора на горивата показва рязко намаляване на разликата между цената на петрола и цената на горивата без косвени данъци в началото на 2016 и дава ново потвърждение на нашите предишни оценки за големите пропуснати приходи от бюджета от разликите в нивата на облагането спрямо средните за ЕС (Виж Фиг. 5.).



За един месец, между 8 февруари и 7 март 2016 разликата между цените на Euro 95 и петрола „Urals“ намаляват от 333.07 на 183.23 €/1000l, или с -45%! При дизеловото гориво понижението за същия период е от 375.80 на 177.43 €/1000l, или -53%!

За същия период: от началото на февруари до началото на март 2016, средната разлика между цената на бензин Euro 95 и петрола „Brent“ (Фигура 6)

намалява от 222.61 на 189.03€/1000l, или с -15%. При дизеловото гориво разликата за същия период е от 208.47 на 202.83 €/1000l, или -3%.



Разликите между цените на течните горива и основната суровина – петролът „Urals“, намаляват рязко в периода съвпадащ с началото на производството на КЗК и леко нарастват след това до края на периода. Средната разлика между цените на Euro 95 и петрола „Urals“ за 2016 е 216.20 €/1000l, докато за 2015 е 262.84 €/1000l, или -18% по-ниска. Средната разлика между цените на дизеловото гориво и петролът „Urals“ е 224.95

(в 2016) и 315.22 (за 2015), или -29% по-ниска.

Общо, данните за България, за периода от януари 2008 до октомври 2012 (I период), и след тази дата до края на 2016 (II период) за двата вида гориво сочат:

- за бензин Euro 95: I период 120.08 €/1000l; II период: 232.43 €/1000l; или нарастват със +112.35€/1000l;
- за дизел: I период 161.73 €/1000l; II период: 272.79 €/1000l; разлика от +111.06 €/1000l.

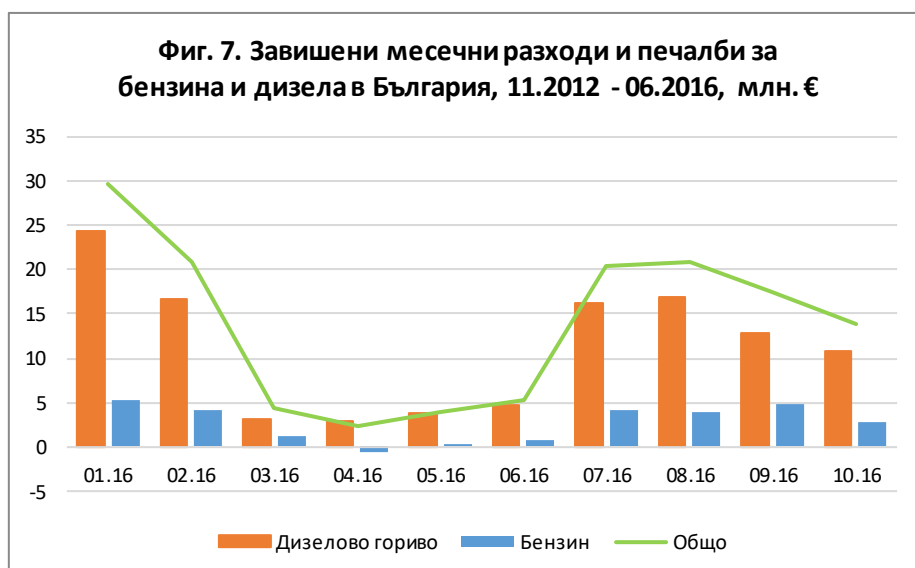
Данните за ЕС 27, за същите два периода, за двата вида гориво сочат:

- за бензин Euro 95: I период 155.85 €/1000l; II период 191.67 €/1000l; разлика от +35.82 €/1000l;
- за дизел: I период – 207.76 €/1000l; II период – 227.05 €/1000l; разлика от +19.29 €/1000l.

Общото нарастване на оценените разходи и печалби за българския бензин е 3,14 пъти по-бързо в сравнение с това в ЕС, а за дизела е 5.76 пъти. Но след началото на производството на КЗК намаляването на оценените разходи и печалби за българския бензин в сравнение с това в ЕС е 2.05 пъти по-бързо, а при дизела: 2.15 пъти.

Използваме методологията от предходния доклад за оценка на прекомерното нарастване на оценените разходи и печалби в по веригата на стойността в сектора на горивата⁴. От януари до октомври 2016 оценката ни за завишените разходи е за 26.6 млн. € за бензина и 112.3 млн. € за дизеловото гориво.

Прекомерното нарастване на оценените разходи и печалби по веригата на стойността в сектора на горивата рязко намалява след февруари 2016 и постепенно се възстановява през лятото и есента. През март 2016 прекомерните разходи/печалби в сектора намаляват с -70% за бензина и -82% при дизеловото гориво. През април разликата между цените на горивата и суровия петрол в България дори е по-ниска от средната за ЕС, което се случва за пръв път в наблюдавания период от края на 2012.



Общият размер на прекомерното нарастване на печалбите по веригата на стойността в сектора на течните горива (Виж. Фиг. 7.) за периода, които бе анализиран в доклада от юни: октомври 2012 – октомври 2016 е 185.9 млн. € за бензина и 779.3 млн. € за дизела, което сумирано общо е 965.2 млн. € или 1.887 млрд. лв.



Анализ на ценовата чувствителност

Правим сравнителна оценка на измененията на цените на бензина и на дизеловото гориво в България, средната за ЕС и избрани държави. Целта ни е да намерим количествен измерител на чувствителността на цените на горивата в България към динамиката на цените на петрола и курса на долара.

Анализираме ексцеса и асиметрията на седмичните изменения на цените без Акцизи и ДДС:

$$dp_f^t = \frac{p_f^t}{p_f^{t-1}} - 1$$

, които във Фиг. 8. са показани на абсцисата, а на ординатата е показано честотното разпределение на измененията, в периода от 10.2012 до 12.2016.

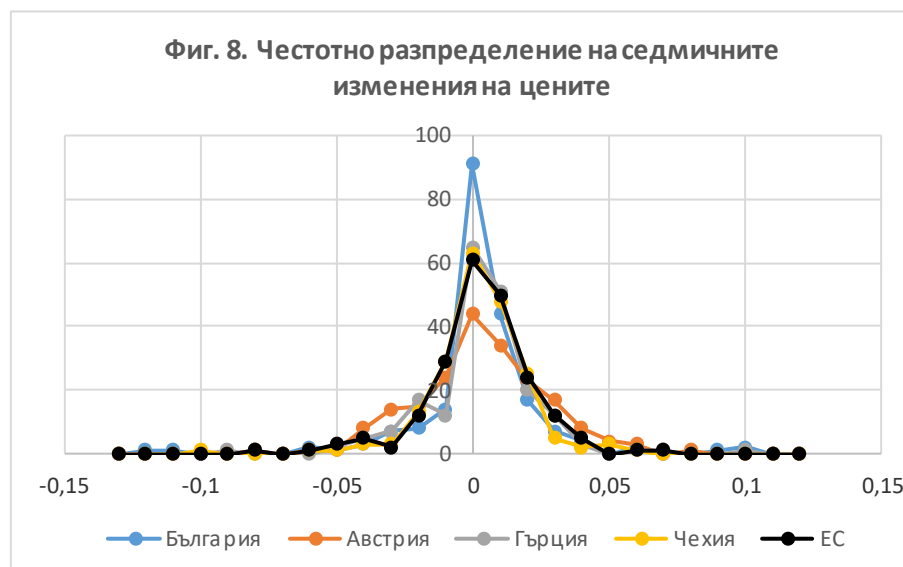
Изменение на цените на горивата следва да бъдат сходни на конкурентни пазари на горивата. Те могат да имат нормално разпределение или да се отклоняват от него, но това следва да става по сходен начин. Причината за това, е че измененията на цените в България и останалите сравнявани страни и групата ЕС 28 се случват при едновременно променящ се курс на щатския долар и при много силно корелирани цени на петрола сорт Брент и Урал ($R=0.9992$) естествено е допускането те да са с еднаква чувствителност, т.е. със сходно до нормалното честотно разпределение и близки стойности на ексцес и асиметрия.

Колкото е по-висок от нормалния е ексцесът на измененията на цените за дадена страна, толкова по нечувствителни са нейните цени от останалите, и по силата на допускането, и от цените на петрола и курса на щатския долар. Разликите от нормалното разпределение измерваме с ексцеса на разпределението на измененията на цените

$$dp_f^t$$

на горивата. Стойности, близки до 3 показват, че разпределението на ценовите изменения е нормално. По-високият от нормалния ексцес е оценка за нечувствителност на ценовите изменения – *търговците в съответната страна задържат цените на горивата на едни и същи нива повече от останалите и независимо от цените на петрола и курса на щатския долар.*

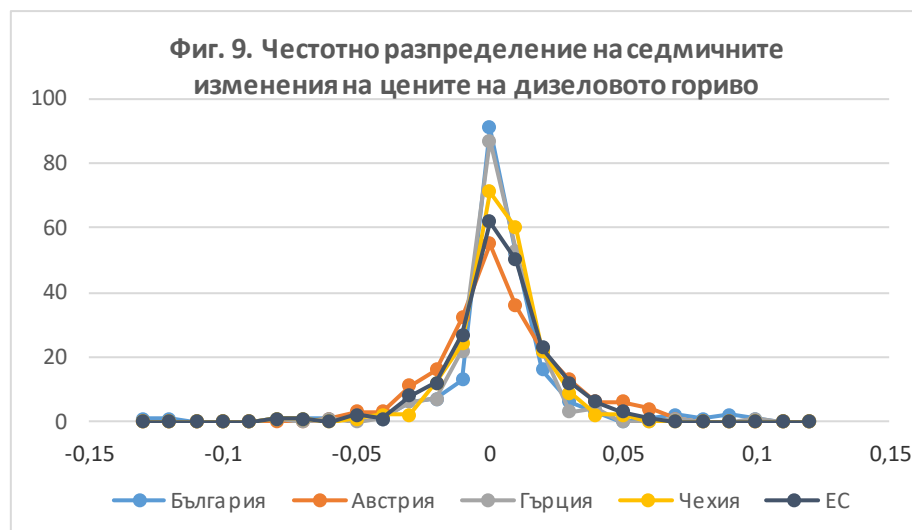
Положителната асиметрия – преобладаващи положителни изменения на цените, показва преобладаваща тенденция на повишаване на цените в периода 10.2012 - 01.2017 и обратно – за отрицателната асиметрия⁵. Ако измененията на цените на горивата не са равномерно разпределени, това може да бъде сигнал за оскъдност на информацията, пречеща на търговците да взимат навременни решения, или за забавяне на действията им им въпреки наличието на информация. (Виж Фиг. 8.)



Експесът на измененията на цените за бензина за ЕС е 2.38 и е близък до 3 – експеса на нормалното разпределение. Най-нисък е експесът на ценовите изменения в Австрия 0.57, близки стойности има в Чехия и Гърция: 4.41 и 5.27. Най-висок е експесът – 9.42 на измененията на българските цени на бензина, т.е. те са били със 7.04 по-нечувствителни от средното за ЕС и съответно не са реагирали като тях на динамиката на

цените на петрола и на курса на щатския долар.

За анализиранияте страни и ЕС 28 е била характерна отрицателна асиметрия на ценовите изменения т. е. преобладавало е понижението, като най-силна е отрицателната асиметрия за България -0.98, при -0.55 за ЕС 28, което се дължи на значителното допълнително намаление на цените след края на януари 2016



На Фиг. 9. се вижда честотното разпределение на ценовите изменения на дизела. Фигурата илюстрира най-високата повтораемост на слабите ценови изменения за България и Гърция. Тези близки до нула изменения показват наличието на много по-голям брой периоди без изменението на цените. Средният експес за ЕС е 2.89, т.е. разпределението на ценовите вариации е

почти напълно нормално; най-нисък е експесът в Австрия: 0.80, по-висок от този на нормалното разпределение е в Чехия: 5.10; висок е в Гърция: 10.75. Отново най-висок е експеса в България: 12.61. Българските цени на дизела са с 9.72 по-нечувствителни от тези средно в ЕС. Тази стойност показва още по-високата нечувствителност на измененията на цените на дизела и демонстрират ненормално високият брой периоди без изменение на цените.

За ЕС средно отново е характерна отрицателна асиметрия -0.53. Отрицателната асиметрия на българските ценови изменения е -1.26, което съответства на много по-силния спад на българските цени на дизела след края на януари 2016.



Изводи от анализите на цените на горивата

Действията на КЗК имат реално измеримо въздействие върху цените на горивата на българския пазар. След февруари 2016:

1. За по-малко от месец цените на горивата спадат с -23% при бензина и -30% за дизеловото гориво. В отделни периоди на 2016 те достигат по-ниски от средните за ЕС нива, което не се наблюдава от началото на октомври 2012 при бензина и от края на ноември 2012 за дизеловото гориво.
2. Рязко се понижават разликите между цените течните горива и цената на петролът „Urals, като само за месец, от началото на февруари, до началото на март те спадат с -45% за бензина и -53% за дизеловото гориво.
3. Рязко спада прекомерното нарастване на оценените разходи и печалби в по веригата на стойността в сектора на горивата.

След лятото на изминалата година, в условията на течащо производство на КЗК, цените на горивата без косвени данъци, разликите между тях и цената на суровия петрол и нивата на оценените разходи и печалби започват отново да нарастват. Запазва се заниженото облагане с косвени данъци, което води до пропуснати приходи в бюджета, като всяка година те са равни на около 1.1 – 1.4% от БВП.

Свободният пазар на горивата предполага, че измененията на стойностите на факторите на производство и на валутните курсове намират отражение в крайните цени. Анализът на ценовата чувствителност на горивата (без косвени данъци) демонстрира много по-силната нечувствителност на българските цени в сравнение с тези в ЕС. По-дългото задържане на цените на едни и същи нива в България демонстрира, че изменението на цените на суровия петрол и на курса на долара не се отразяват адекватно на цените на горивата.

Предходният анализ на завишените разходи и печалби дава индикация за това, че установеното задържане е признак за злоупотреба с господстващо положение на картела за течните горива.

*В резултат, извеждаме основният риск за пазара на течните горива в България: В случай, че КЗК не докаже и съдът не приеме санкциониране на злоупотребата с господстващо положение от страна на картела на търговците и производителя на течни горива, **отново ще нараснат финансовите щети за българските потребители на течни горива, ще намалее конкурентоспособността на българската икономика и бюджетът на страната ще продължава да събира недостатъчно приходи от косвени и преки данъци.***

Собственик на този риск е КЗК. За противодействието му ще имат значение и решенията на Върховния административен съд по повод налагането на санкции върху картела.

Препоръки за управление на рисковете на пазара на горивата

Препотвърждаваме нашите препоръки за управление на рисковете на пазара на горивата от доклада от юни⁶.

Комисията за защита на конкуренцията следва да направи публично достояние информацията за: 1) цените на вноса на суровия петрол и списъкът на доставчиците; 2) стойността и структурата на всички разходи на рафинерията; 3) цените на продажба на едро на горивата; 4) условията на договорите за продажба на едро и на договорите за съхранение на горива в своите акцизни складове.

Министър на финансите трябва: 1) Да задължи и отчете, че Агенция „Митници“ е обявила публично резултатите от ревизията си на вноса и декларирането на данъци за суровия петрол; установила е заедно с „Гранична полиция“ българския суверенитет (вкл. безусловен митнически и граничен контрол) върху терминал „Росенец“; възстановила е измервателните устройства по продуктопровода Росенец – Илиянци и, че данните от системите, които бяха премахнати при предишното правителство с промяната на Наредба №3, се предават онлайн. 2) Да задължи и отчете, че Националната агенция за приходите е направила ревизия на „Лукойл Нефтохим Бургас“ и на „Лукойл България“, и че е получила от швейцарските данъчни власти данни за насрещна проверка на „LITASCO GROUP“; 3) Да подпише споразумение със съседните страни членки за използване на данъчни складове, с цел като временна мярка да бъде преодолян монополът на Лукойл и да бъде изпълнена препоръката на ЕК; 4) Да направи отчет на резултатите от въведените според закона измервателни уреди за доставката на суров петрол, за износа на горива и деривати и за количествата горива, излезли от акцизните складове и да се произнесе публично имало ли е и има ли нелегален внос/износ на петрол и производните му продукти от страната и укриват ли се количества суров петрол и течни горива.

Народното събрание трябва въведе изискване за пълно отделяне на собствеността на преработващата фирма от тази на фирмите за съхранението и транспортирането на горивата. Сигурната мярка е да задължи със закон „Лукойл“ да продаде акцизните складове за гориво на несвързани с него фирми (най-рационално е държавата да изкупи акцизните складове за гориво включително за нуждите на задължителни запаси от горива по категории нефтопродукти, съгласно Договора за присъединяване на Република България към ЕС и § 3 на Заключителните разпоредби на ЗЗЗНН).

*Добавяме към цитираните мерки Народното събрание **да повиши акцизите на бензина и дизела до средните равнища за ЕС**, за да стесни пространството за злоупотреба с господстващо положение на пазара от страна на картела и бюджетът да реализира приходи от косвени данъци върху горивата, които получават останалите страни-членки.*

БЕЛЕЖКИ

¹ <https://www.cpc.bg/>

² <http://www.bbc.com/news/business-38155185>

³ РЕШЕНИЕ № 887 София, 26.07.2012 г., КЗК <http://reg.cpc.bg/Decision.aspx?DecID=300033512>

⁴ 1) с коефициентите за плътност превръщаме в литри месечните данни от НСИ за доставката в страната на бензин и дизел за периода от 2012 до 2015; 2) изчисляваме средното отклонение на оценените разходи и печалби от горивата на България от тези на ЕС 27 за периода от 2008 до октомври 2012; 3) с полученото средно отклонение изчисляваме, какви биха били оценките за разходите и печалбите от горивата в България, ако го нямаше тяхното нарастване; 4) изваждаме от отчетените оценки за разходите и печалбите за целия период 2008-2016 получените на стъпка 3); 5) от получените оценки за разликите изчисляваме средно месечните; 6) умножаваме средно месечните ценови разлики с доставените месечно литри горива и оценяваме окончателното завишаването на месечните печалби за съответното гориво в България.

⁵ https://web.williams.edu/Mathematics/sjmiller/public_html/341Fa09/handouts/Fama_MandelbroitAndStableParetianHypothesis.pdf

⁶ http://riskmanagementlab.com/bg/index.php?id=news&tx_ttnews%5Btt_news%5D=223&cHash=449036c3e930fe0dc8998f347f5ad4bc

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, АПРИЛ 2017

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Този доклад прави сравнителен анализ на последиците за потребителите от повишаването на цената на природния газ. Предметът не се оценява положително или отрицателно, анализира се единствено с оглед да се установят възможните варианти на последиците.

При изготвянето на доклада, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация. Данните, анализите и мненията са базирани на коректно посочените източници. Анализът и прогнозите не изразяват политически пристрастия; не третират предмета на анализа положително или отрицателно; не дават аргументи за ползата или за вредата от несигурността; третират я единствено от гледна точка на опитите за управление на рисковете.

Авторите не носят пряка или косвена отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. Може да се цитира само за административни, изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

© RAM^c 2017. Всички права запазени



Резюме

Рисковият контекст се променя под въздействието на две важни събития: реакцията на решението на КЕВР за промяна на цените на природния газ и течащите преговори за споразумение между Европейската комисия, Газпром и държавите от Централна и Източна Европа, засегнати от злоупотребата с монополно положение на компанията. Рисковите въздействия произтичат от прекомерната и не подкрепена с аргументи по същество реакция на прокуратурата, на граждански организации, институции и медии и от неяснотата в редица от предложенията на Газпром.

Идентифицираме следните съществени рискове: за нарушаване на нормалното изпълнение на функциите на КЕВР, за загуба на независимост при взимането на решения, за повишаване на цената на газа при промяна на ценообразуването против българските интереси, за загуба на транзитни такси от смяна на входната точка с такава на турската граница и риск от запазване на неравнопоставеното положение на Булгаргаз спрямо Газпром.

Оценяваме спестени на потребителите разходи, поради отложеното от КЕВР повишаване на цената на природния газ, на 27 573 480 млн. лв. за първото полугодие на 2017.



Рисков контекст

Решението на КЕВР за повишаване на цените на ПГ

На 31. март КЕВР взе решение¹ за повишаване на цените на природния газ на „Булгаргаз“ ЕАД без акциз и ДДС с 29.64% за второто тримесечие на 2017. От 1 април новите цени са 363.26 лв. за 1000 куб. б., или 39.04 лв./MWh, за клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, и 370.98 лв. за 1000 куб. б., или 39.87 лв./MWh, за клиенти на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

При това поскъпване, пределните цени, включващи и цените за пренос през разпределителната мрежа на дружествата, които продават на крайни клиенти, нарастват с 15-16% за битовите и около 20-22% за бизнеса.

В мотивите за това решение КЕВР посочва увеличените цени на алтернативните горива, които са ценообразуващ компонент, с 15% за мазута и с 7% за газьола.

Реакциите

Решението на КЕВР бе последвано от силна негативна реакция в редица медии², протест на граждани пред КЕВР³, като водещи партии, потребителски организации и омбудсмана поискаха неговото отменяне^{4,5}. Основните аргументи са (1) изкуственото задържане на цените на природния газ в предишните няколко тримесечия и (2) нарушената процедура за определяне на цените. Тази процедура, съгласно изискванията на чл. 14 от Закона за енергетиката, е валидна при определяне на цените на електрическата и топлинната енергия. За нея е необходим не по-малко

от месец, който включва закрито заседание за приемане на доклад на работа група, обсъждаща предложението на обществения доставчик, срок от 5 работни дни за запознаване на заявителя с доклада, открито заседание за изслушване на становището на заявителя, закрито заседание за приемане на предложение на проект на ценово решение, обществено обсъждане на ценовото решение, 14 дневен срок за представяне на становища по него и накрая – окончателно закрито заседание на Комисията.

Тази процедура не е осъществима при определяне на цените на природния газ. В този случай процедурата е съкратена до 20 дни, тъй като заявлението от обществения доставчик постъпва на 10-то число от месеца, предшестваш тримесечието, за което Комисията взема ценово решение. След постъпване на заявлението се осъществява закрито заседание за приемане на доклад на работа група и едно единствено открито заседание, пет дни след което Комисията провежда окончателно закрито заседание за одобряване на ценово решение.

Обжалването на решението от прокуратурата пред административния съд

В края на април Върховната административна прокуратура протестира решението за повишението на цените на природния газ⁶. Аргументите за оспорване (протестиране) на решението на КЕВР за цените на природния газ (№ Ц-5/31.03.2017) са следните:

1. На своите заседания на 28.03 и на 21.03 КЕВР не е „отчела обстоятелства“ относно количествата и цените на природен газ, които „Булгаргаз“ купува от различни източници. Това следва да представлява *„съществено нарушение на административно-производствени правила“*. Тези обстоятелства произтичат от решение на КЕВР, взето на заседание на 20.03.2017, за възлагане на задача, работна група да предостави информация за изпълнение на задължението на Булгаргаз да купува природен газ от различни източници, следвайки принципа за най-ниски разходи. Тъй като на откритото заседание на КЕВР на 28.03.2017 и на закритото, на 31.03.2017, прокуратурата не вижда предоставените данни да са „подложени на нечия преценка“, е пропусната възможността за взимане на различно по съдържание решение за цените.
2. КЕВР не е изпълнила задължението си за определяне на цените по прозрачен начин. Това изискване произтича от Наредба № 2 от 19 март 2013 за регулиране на цените на природния газ. Твърди се, че *„Решението не съдържа всички конкретни цифрови величини и начина, чрез които са определени ценовите компоненти по чл.11а, ал.2 и чл.17 от наредбата“*, което означава проверка на твърденията на Булгаргаз за цените, по споразуменията с Газпром, както и котировките на петролните деривати, които служат за ценообразуване по тези договори.
3. Решението на КЕВР противоречи на принципите на Закона за енергетика, посочени в чл. 2 и чл. 10 от закона: за сигурност, прозрачност и ефективност на предоставяне на енергийни услуги (чл.2)⁷; и за взимане на решения на базата на независимост, безпристрастност, професионализъм, почтеност, последователност, публичност и прозрачност (чл. 10). „Противоречието със закона“, допуснато от КЕВР, се състои от приемането с *„минимални корекции“* на ценовите предложения на „Булгаргаз“.

Анализ на аргументите

Преценката за фактите и обстоятелствата, относно задължението на Булгаргаз да

купува природен газ от най-евтините източници, произтича от следното:

1. Единствен доставчик на природен газ за България е „Газпром“. На сайта на българската компания са публикувани данни⁸, според които обемът на вноса е 99.83%, а местния добив –0.17%.
2. Доставната цена се променя съгласно договора на „Булгаргаз“ ЕАД с ООО „Газпром экспорт“ на всяко тримесечие в зависимост от борсовите котировки на алтернативните горива: мазут със съдържание на 1% сяра и газьол с 0.1% сяра за последните девет месеца.
3. Съгласно търговския договор между „Булгаргаз“ и „Петрокелик“, цената на добивания природен газ е 8% по-ниска от утвърдената от КЕВР цена на обществеността доставчик. Въпреки минималното количество спрямо общия обем на доставките от „Газпром“ (по 1,5 млн. куб м. за 1-то и 2-то тримесечие на 2017 местен добив и 680 млн. куб м. внос от руския доставчик), разликата в цената е отчетена в решението на КЕВР.
4. Следвайки принципите, заложи в Закона за енергетиката и Наредбата за регулиране на цените на природния газ, КЕВР не може да не приеме предложение за промяна на цените, което произтича от промени на доставните цени по договора с Газпром. Противното означава принудително начисляване на загуби за дружествата.

Следователно, проверката на данните, предоставени от Булгаргаз за промените на котировките на алтернативните горива на световните борси, не може да промени договорените между Булгаргаз и Газпром доставни цени на природния газ за второто тримесечие на годината. КЕВР не може да оспорва тези договорености.

Оценка на реакциите

Основният ефект от тези реакции е щети върху авторитета на КЕВР. Реакциите са прекомерни и липсват аргументи по същество относно ценовото решение. Посочените от потребителските организации и омбудсмана процедурни несъответствия са несъстоятелни. В аргументите на прокуратурата не могат да бъдат открити съществени процедурни нарушения, които да имат пряко отражение върху ценовото решение. В самия протест липсва експлицитна теза за алтернативно ценово решение, което би могло да бъде взето при други действия на Комисията.

Рисковете за КЕВР, които идентифицираме след тази оценка са следните:

1. От нарушаване на изпълнението на функциите (дестабилизиране) на регулатора. Произтича от прекомерните и неаргументирани реакции на решението на КЕВР, които представят в публичната среда действията на Комисията като небалансирани и несправедливи. Липсва справедлива публична и експертна оценка на стремежа на регулатора да балансира интересите на дружествата в сектора и на потребителите.
2. За независимостта на регулатора. Източник на този риск е опита на прокуратурата да атакува експертни решения с процедурни аргументи. Ако прокуратурата иска да въздейства върху цените на природния газ, тя следва да атакува основният и най-важен фактор за нея: едностранната зависимост от „Газпром“. Това означава извършване следствени действия, свързани с решенията на българските

правителства и Народното събрание от 2008⁹ насам и забавянето на изграждането на междусистемните връзки и договори. Политическите решения на тези проблеми също произтичат от принципите за Закона на енергетиката.



Анализ на последиците от повишаването на цените на ПГ

При взимането на ценовото решение за първото тримесечие на 2017 КЕВР отчита, че Булгаргаз има надвзет приход от 40 млн. лв. Вследствие на това, определя повишение на цената от 1 януари само от 5%, като то е компенсирано с 22.5 млн. лв. от този надвзет приход. При взимане на решението за второто тримесечие, общественият доставчик реализира недовзет приход, който компенсира оставащите 17.4 млн. лв. При това положение, Комисията не разполага с механизъм за компенсиране на предлаганото от Булгаргаз и произтичащо от договора с Газпром повишение на цените.

След като председателя на КЕВР отправя призив към Булгаргаз за търсене на собствени резерви за смекчаване на повишението на цените, дружеството намалява първоначалното си искане за 33% повишение до 29.79%. Това увеличение се коригира и в ценовото решение на Комисията е 29.64%.

Това увеличение води до повишаване на цената на топлинната енергия средно с 22% и на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран способ – с 15%. Последното води до увеличение на добавката „задължение към обществото“ с 1.25 лв. от 35.77 на 37.02 лв./MWh и повишаване на крайната цена на електроенергията с между 0.93% и 0.97% за четирите електроразпределителни дружества.

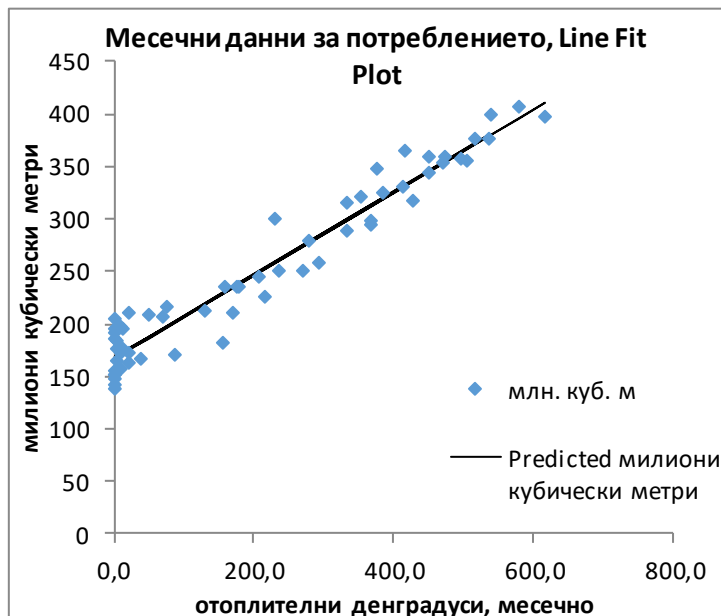
За домакинствата и потребителите със сезонно потребление

Тъй като решението на КЕВР за увеличаване на цената на топлинната енергия бе взето в края на отоплителния сезон, то има минимално практическо значение, основно поради застудяването в края на април. Цената за новия отоплителен сезон ще се определи на база ценовото решение за природния газ за последното тримесечие на годината. Има сериозни основания, произтичащи от прогнозата за цените на нефта на световните пазари, че тази цена ще бъде понижена. Последната част на този доклад прави такава прогноза.

Поради тези аргументи, оценяваме последиците за директните потребители на природен газ. Разделяме ги на две групи: потребители със сезонно потребление (в това число и домакинства) и потребители с постоянно потребление. Правим регресионен анализ на зависимостта между температурата и потреблението на природен газ. Предиктор на потреблението са отоплителните ден-градуси, на месечна база с източник – Евростат. Използваме и данните на НСИ за месечното потребление на природен газ.

Съществува много силна линейна зависимост на потреблението от температурата, отчетена с данни за периода 2011-2015 ¹⁰. Това ни дава основание, на база на модела, да определим базовото потребление, което не се влияе от температурата. То е равно на свободния коефициент b на регресията $Y=mx+b$, където в модела $b = 167.3222$

млн. куб. м. Изчислението се потвърждава от средното месечно потребление за месеците юли, август и септември за изследвания период, което е 168.1 млн. куб. м.



Използваме месечните данни за средното температурно зависимо потребление в месеците април, май и юни – следващия ценови период. За последните 5 год. то е средно 131.8 млн. куб м. за тримесечието. Цената, по която Булгаргаз продава на клиенти, присъединени към мрежата на Булгартрансгаз от 01. януари без ДДС е 287.93 лв./1000 куб м. а от 01. април – 370.98 лв./1000 куб м. В последното решение на Комисията има специална цена за Овергаз Мрежи, дължаща се на късното заявяване на количество от страна на дружеството. Тази цена е 381.78 лв./1000 куб м. . Осреднявайки двете цени, разликата между старата и новата цена е 88.45 лв./1000 м³. За 131.8 млн. куб. м. тази разлика е 11

664 242 лв. без ДДС. Това е и нашата оценка за увеличения разход на домакинствата и потребителите със сезонно потребление.

За потребителите с постоянно потребление

Потребителите с постоянно потребление са бизнес потребители, които следва да прехвърлят цената на природния газ върху цената на продуктите си, освен ако нямат вътрешни резерви за компенсиране на ценовото повишение под конкурентен натиск. Преобладаващата част от тези потребители би следвало да са присъединени към преносната мрежа, докато останалите – към мрежата за ниско налягане. Средното постоянно потребление за тримесечието април-юни е 503 млн. куб м. Цената, по която Булгаргаз продава природен газ на крайните снабдителите и на клиентите, присъединени към газопреносната мрежа, от 01. януари без ДДС е 280.21 лв./1000 куб м., а от 01. април – 363.26 лв./1000 куб м. Разликата между двете цени е 83.05 лв./1000 куб м. За 503 млн. куб м. природен газ, който очакваме да бъде употребен за тримесечието, повишаването на цената ще доведе до 41 769 296.6 лв. без ДДС увеличение на разходите за природен газ.



Анализ на последиците от алтернативно повишаване на цените

Ако беше прието предложението за увеличение на цените на природния газ с 13.5% от 1 януари, цените от 1 януари щяха да бъдат, както следва:

- одобрената с ценовото решение от 01. октомври цена за крайните снабдителите и на клиентите, присъединени към газопреносната мрежа от 266.87 лв./1000 куб м., увеличена с 13.5% става 302.9 лв./1000 куб м. без ДДС;

- одобрената с ценовото решение от 01. октомври цена, по която Булгаргаз продава на клиенти, присъединени към мрежата на Булгартрансгаз от 274.59 лв./1000 куб м., увеличена с 13.5% става 311.66 лв./1000 куб м. без ДДС.

От първи април горната цена следва да се повиши с индекс $1.2964/1.1350 = 1.1422$, т. е. с 14.22%. Тъй като от 1 април и при двете алтернативни повишения разходите на потребителите са количеството по цена с индекс 1.2964, изчисляваме само различните разходи за първото тримесечие с поисканото от Булгаргаз, но неодобрено, повишение:

- количествата газ за първото тримесечие на 2017 по данни на НСИ са $469+363+(296 \text{ млн. куб. м за 2016} + 60 \text{ млн. куб. м средно по-високо потребление за първите два месеца на 2017 в сравнение с 2016}) = 1 \text{ 188 млн. куб. м.}$
- средните цени в решението от 1. януари са $(280.21+287.93)/2 = 284.07$ лева/1000 куб. м.
- алтернативните средни цени от 1. януари са $(302.9 + 311.66)/2 = 307.28$ лева/1000 куб. м.
- разликата между алтернативните цени и цените в решението от 01. януари е $307.28 - 284.07 = 23.21$ лева/1000 куб. м

*Спестените на потребителите средства за първото тримесечие на годината при общо потребление за 1 188 млн. куб. *23.21 лева = 27 573 480 лв. без ДДС.*

Всъщност, следва да се отбележи, че със спестеното увеличение по време на отоплителния сезон, КЕВР връща на крайните потребители значителната част от надвзетата от Булгаргаз сума от 22.5 млн. лв. и изпълнява своето задължение за балансиране на интересите на потребителите и доставчика.

Намираме за тревожен фактът, че такава оценка изобщо липсва от публична дебат по темата. Този факт не е взет предвид в изброените реакции на прокуратурата, гражданските организации, медиите, омбудсмана и политическите партии.



Опциите на Газпром и българското становище

През март Европейската комисия покани засегнатите от монополното положение на Газпром държави от Централна и Източна Европа да предоставят свои становища по предложенията на компанията. Тези предложения, са в отговор на анти-тръстовото дело, което започна през септември 2012. Комисията ги оцени като положителни¹¹, като специално отбеляза, че те адресират основните обвинения към „Газпром“, а именно:

- компанията не допуска препродажбата на природен газ и пречи на създаването на конкурентен пазар и интегриране на националните пазари в региона;
- ценообразуването се извършва на непазарен принцип, без прозрачност и равнопоставеност;

- Газпром се възползва от доминиращото си положение като доставчик за установяване на контрол върху преносната инфраструктура, което директно противоречи на изискванията на енергийното законодателство.

Предложенията на Газпром за адресиране на тези обвинения са¹²:

- допуска се предоговаряне на цените на природния газ в двугодишни периоди при използване на референтни цени в избрани държави от Западна Европа и газови хъбове там;
- Компанията се ангажира да не търси обезщетения за прекратения проект „Южен поток“;
- отпадат всякакви ограничения за внос/износ и реекспорт на природен газ, заложиени в търговските договори;
- отпадат специфичните изисквания за наблюдение и измерване в договорите, налагани от компанията, които водят до изолиране на пазара на България от регионалните пазари. Газпром се ангажира да не поставя пречки пред контрола на преносната мрежа от българския оператор на точките на вход/изход. Това ще ускори изграждането на интерконекторни връзки и сключването на необходимите търговски споразумения.
- отпадане на забраната за реекспорт спрямо държавите от Централна и Източна Европа ще доведе до възможност за алтернативни доставки към България.

Основната причина за тези отстъпки е стремежа на Газпром да избегне потенциалната санкция от 6.5-8 млрд. долара (10% от оборота на фирмата). Внимателният анализ на позицията на компанията обаче изисква някои уточнения.

Ниският обем на потреблението на тези фрагментирани пазари не представят съществен интерес на компания. В 2016 доставките на Газпром за страните от Западна Европа надхвърлят 120 млрд. куб м, докато тези в засегнатите от делото – 30 млрд. куб. м. Ръстът на потреблението в държавите с развити пазари е 20% (20 млрд. куб м.), докато ръстът в ЦИЕ – едва от 2%. Значителен риск за Газпром представлява потенциалната конкуренция на доставки от Източното Средиземноморие, втечен природен газ, както и от руски производители: Новатек, Роснефт, Лукойл.

За разлика от това, значителен интерес представляват пазарите в Западна Европа и Турция, реализацията на проектите „Турски поток“ и „Северен поток-2“.

В този контекст съобщението за стартирането на изграждането на газопровода по дъното на Черно море с общ капацитет от 31 млрд. куб. м. годишно е силно рисково за България¹³.

На 3 май българското служебно правителство разгледа становищата на трите заинтересовани български дружества: „БЕХ“, „Булгаргаз“ и „Булгартрансгаз“¹⁴ и прие свое становище. Те приемат по принцип предложението на ЕК за доброволно споразумение с Газпром при условие, че компанията спазва поетите в него ангажименти. В същото време, в предложенията на компанията, те идентифицират съществени заложиени рискове:

1. *Рискове за ценообразуването, които произтичат от непълнотата на ангажиментите на Газпром.* Както е отбелязано в становището на Булгаргаз, предложенията не са

достатъчни, за да гарантират бъдещата злоупотреба с господстващо положение. Тези рискове произтичат от:

- a. твърде дългият двугодишен период за преразглеждане на цените. Предложението на българската компания е в първите две години преразглеждането да може да се задейства на всеки 6 месеца и да бъде изрично предвидена възможност за „ценови коридор“, даващ възможност за преразглеждане на цените спрямо зададени референтни стойности на европейските газови пазари;
- b. неяснота относно промяната на действащата ценова формула. Липсва дефиниция на конкретния механизъм за преразглеждане на цените, начина за обвързване с цените на други газови пазари и обстоятелствата, които ще се отчитат за такива промени. Не е ясно дали референтните цени ще бъдат средно претеглените цени в Германия, Франция и Италия, както и кои ще бъдат конкретните газови хъбове, които ще участват в ценовата формула.

Последствията от този риск са:

- a. обвързване на цените за България със силно вариращи и потенциално високи цени, като тези в Италия;
- b. запазване на непазарното ценообразуване, като една индексирана формула за България се замени с друга.

Оценяваме положително възраженията на Булгаргаз, в които се настоява за изясняване на конкретния ценови механизъм, обстоятелствата по промяната му и базата за преразглеждане на цените.

2. *Възможност за едностранна (от страна на Газпром) промяна на входната точка за доставка на природен газ.* В становищата е отбелязано, че „Ангажиментите да бъдат преработени в тази част, като изключат дори съмнение, че промени на маршрутите за доставка и транзит на природен газ са приети или мълчаливо подкрепени от ЕК в противоречие с действащите договори“. Последствията от този риск са:
 - a. загуба на около 100 млн. лв. приходи от транзитни такси, по договор до 2030, включващ клаузата „купуваш или плащаш“ (take or pay);
 - b. промяна на входната точка „Негру Вода“ с друга на южната българска граница при реализацията на проекта „Турски поток“, което ще оскъпи доставяния природен газ за България.
3. *Възможност за неравнопоставено третиране на търговските дружества от Централна и Източна Европа.* От ангажиментите на Газпром става ясно, че тези дружества ще имат възможност да променят точката си на доставка с такава на българо-румънската граница (Негру Вода), или на литовско-белоруската (Котловка) граница. Не съществува реципрочна възможност за българското дружество да сменя точката си на доставка с такава в Унгария (Берегово), Словакия (Велке Капушани), Полша (Кондратки). Заедно с това, предложените от Газпром такси за смяна на входните точки са съотносими с физическия пренос на природен газ от тези държави до България. Изводите на Булгаргаз са, че достъпът на компанията до държавите от ЦИЕ ще бъде затруднен, доставчикът ще остане един, но ще диверсифицира източниците и маршрутите на доставка. Компанията настоява

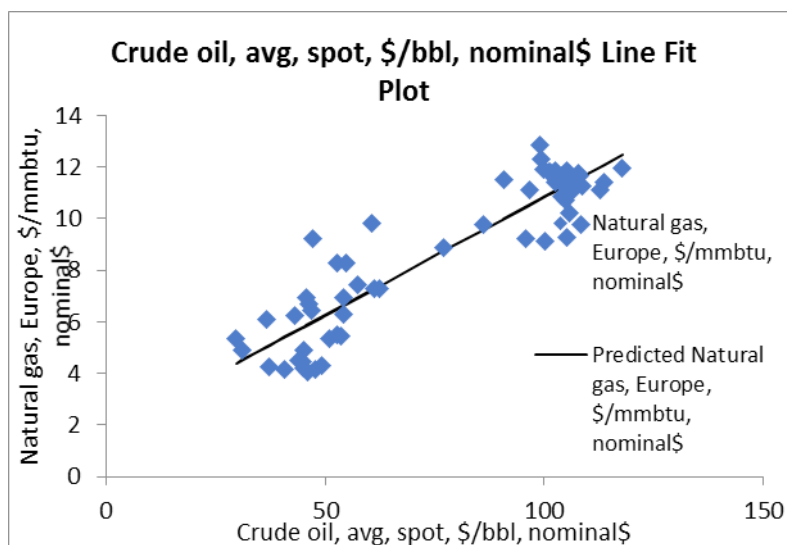
за въвеждане на реципрочен достъп до входните точки в държавите от ЦИЕ и прозрачно образуване на таксите за смяна на точката на доставка. Тези такси, според нас, трябва да са съобразени с това, че преносът от тези точки до България е виртуален (договорен), а физическият пренос остава непроменен.

4. *Поемане на търговския риск за качеството на природния газ.* Становищата подчертават, че „Непропорционално изглежда и поставянето на Ангажиментите на „Газпром“ в зависимост от това дали „Булгартрансгаз“ ще поеме отговорност за качеството на природния газ вместо „Газпром“. Последствията от този риск са:
 - a. Неизграждане на измервателни механизми, следящи за качеството на природния газ и договорни клаузи, гарантиращи качеството при пазарните транзакции по веригата на доставки;
 - b. Замяната на тези физически и договорни механизми с неясните и неравнопоставени ангажименти, които „Газпром“ предлага.
5. *Остават непроменени механизмите за решаване на търговски спорове.* Българските компании заявяват, че „не са предвидени функции на контролиращия управител [във връзка с контролиране на изпълнението на договорните отношения]“. Предложението на Газпром е срокът за решаване на спорове да бъде 120 дни, докато от българска страна искат той да бъде съкратен на 30 дни. Последствието от този риск е запазване на неравнопоставеността между българските дружества и руския газов монополист.



Прогноза за цените на ПГ за следващия отоплителен сезон

Следващото предложение за изменение на цените на природния газ следва да бъде предоставено от Булгаргаз до 10 юни. На 10 май компанията публикува прогнозно увеличение на цената от 15,34 лв./1000 куб м., което е 4,22% повече в сравнение с прилаганата цена през II-рото тримесечие на 2017¹⁵.



Правим прогноза на цените на природния газ на база на цените на суровия петрол сорт „Брент“. Основанията за това произтичат от (1) договорните отношения на Булгаргаз и Газпром и (2) високата корелираност¹⁶ на цените на петрола „Брент“ цените на и природния газ в Европейският съюз, които ще стават все по-важни за българските цени.

Очакваното от Булгаргаз увеличение на доставните цени се дължи на по-високите цени на петрола в декември, януари и февруари, съответно средно 54.07, 54.89, 55.49 \$/барел. Цените за март са по-ниски –

51.97 \$/барел, а в момента цената е 50.6 \$/барел. Считаме, че те ще се задържат на тези по-ниски нива по следните качествени причини:

1. Последното повишение на цените беше в резултат на споразумението на производителите от ОПЕКС и други нечленуващи производители, за ограничаване на производството с 1.8 млн. барела дневно. Въпреки очакванията за трайно повишаване на цената и дори достигане на нивата от 2014 и по-рано, цените не надхвърлиха 56 \$/барел. В последните седмици, както е посочено, цените спаднаха с почти 5%.
2. Очакваното в края на май удължаване на споразумението между производителите едва ли ще доведе до съществено повишение, защото (1) Нигерия, Либия и Иран, които са извън ОПЕКС се очаква да увеличат производството си и да компенсират договореното свиване;
3. Производството в САЩ ще достигне 9.31 млн. барела дневно до края на годината и 9.96 млн. барела дневно за 2018¹⁷, като инвестициите в шистов добив са нараснали с 50% от началото на 2017.
4. Нарастват с 0.4 млн. барела дневно световните резерви и се очаква тази тенденция да продължи.

Това ни дава основание да не очакваме съществено изменение на цените и връщането им към нивата от 54-55 \$/барел. Очакваме, че цените ще се задържат на нива от 50-52 \$/барел, като допускаме, че при провал на споразумението във Виена на 25 май, е възможно те да спаднат значително.

По тази причина, считаме, че е възможно да има увеличение на цените на природния газ с не повече от 1% за четвъртото тримесечие на годината или дори да няма такова.

Бележки

- ¹ http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/res_c-5_17.pdf
- ² <https://trud.bg/%D0%BF%D0%BB%D0%B0%D1%89%D0%B0%D0%BC%D0%B5-%D0%BF%D0%BE-%D1%81%D0%BA%D1%8A%D0%BF%D0%B0-%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D0%B0-%D0%BF%D0%B0%D1%80%D0%BD%D0%BE-%D1%82%D0%BE%D0%BA-%D0%B8-%D0%BF%D1%80%D0%B8%D1%80/>
- ³ http://www.capital.bg/politika_i_ikonomika/bulgaria/2017/04/04/2947850_kevr_beshe_obsadena_ot_protest_zaradi_uvelichenieto_na/
- ⁴ <http://www.tvevropa.com/bg/news/bulgaria/view/122482>
- ⁵ <http://bnr.bg/vidin/post/100817965/maa-manolova-vav-vraca-podkrepih-grajdanski-organizacii-koito-iskat-da-objalvat-po-visokite-ceni>
- ⁶ <http://www.prb.bg/bg/news/aktualno/vap-protestira-reshenie-na-kevr-s-koeto-e-opredele/>
- ⁷ Този член се отнася до целите на закона, не дейността на Комисията.
- ⁸ <http://www.bulgargaz.bg/bg/novini/160>
- ⁹ Имаме предвид решенията за стартиране на проекта „Южен поток“, който сме оценили тук: <http://eprints.nbu.bg/2722/1/%D0%94%D0%95%D0%9A%20%D0%A0%D0%B8%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D0%B5%D1%82%D0%B5%20%D0%BE%D1%82%20%D0%AE%D0%B6%D0%B5%D0%BD%20%D0%BF%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%BA%2C%20%D0%BD%D0%BE%D0%B5%D0%BC%D0%B2%D1%80%D0%B8%272013.pdf>
- ¹⁰ Обща корелация за модела $R = 0.9711$, коефициент на детерминация $R^2 = 0.9431$, изгладен коефициент на детерминация $R^2 = 0.9421$, стандартна грешка: 19.45, оценено ниво на р значимост ($0.05 <$) = 0.0000
- ¹¹ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-555_en.htm
- ¹² http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-17-546_en.htm
- ¹³ <http://kommersant.ru/doc/3292586>
- ¹⁴ <http://www.government.bg/cgi-bin/e-cms/vis/vis.pl?s=001&p=0228&n=9207&g=>
- ¹⁵ <http://www.bulgargaz.bg/bg/novini/162>
- ¹⁶ Обща корелация за модела $R = 0.9225$, коефициент на детерминация $R^2 = 0.8511$, изгладен коефициент на детерминация $R^2 = 0.8487$, стандартна грешка: 1.1149, оценено ниво на р значимост ($0.05 <$) = 0.0000
- ¹⁷ <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>

ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА, МАЙ 2017

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Този доклад се фокусира върху рисковете за електроенергийния сектор в първата половина на 2017. Предметът не се оценява положително или отрицателно; анализира се единствено с оглед рисковете пред страната.

При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без изрично писмено съгласие на ЦАУР съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. Може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, от академичния и административен дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

RAM© 2017. Всички права запазени.



Резюме

В началото на 2017 възникнаха нови рискови обстоятелства. Студеният януари доведе до рекордно месечно потребление на електроенергия и пикови за последните 15 години товари във вечерните часове на денонощието. Липсата на готовност за включване на част от студения резерв и високото потребление бяха аргументи за административно ограничаване на свободно търгуваните количества електроенергия и спирането на износа, което доведе до загуби за участниците на борсата. Запазва се негативното влияние върху електроенергийния сектор, произтичащо от забавения процес на либерализация.

В доклада правим анализ на зависимостта на потреблението от средната външна температура и анализираме рисковете за сигурността на доставките при периоди на необичайно застудяване като този през януари. Отчитаме, че въпреки съчетаването на редица неблагоприятни обстоятелства, климатични и управленски, електроенергийната система задоволи напълно рекордното потребление и бе запазен положителния баланс на нетния износ за месеца.

Потвърждаваме мерките за въздействие, посочени в предишния доклад: продължаване на процеса на либерализация и изработване на нова дългосрочна енергийна стратегия; предлагаме също изработването на адекватни санкции за неизпълнението на договорните задължения към студения резерв и прехвърляне на електроенергийната борса от БЕХ към Министерство на финансите за изпълнение на договореностите с ЕК и намаляване на държавната намеса в свободния пазар на електроенергия.



Рисков контекст

1. Намалява риска за процеса на либерализация на енергийния пазар.

Със съставянето през май 2017 на третия кабинет на Бойко Борисов рязко намаля несигурността относно процесът на либерализиране на енергийните пазари. Теменужка Петкова, която повторно зае поста министър на енергетиката, още по време на предизборния период обяви¹, че основен приоритет на правителството е завършването на този процес. Беше потвърден и ангажиментът за прилагане на модела на Световната банка², а именно:

1. Държавните предприятия да продават 100% от електроенергията си чрез борсата;
2. Договорите за дългосрочно изкупуване да бъдат заменени с други инструменти – като „договорите за разлика“ (фонд, покриващ разликата между борсовата цена и договорената преференциална цена), които успешно се прилагат в Полша, Великобритания и др. държави;
3. Да бъдат де-регулирани цените за крайните потребители и заедно с това да бъдат идентифицирани уязвимите потребители и да бъдат въведени мерки за

защитата им.

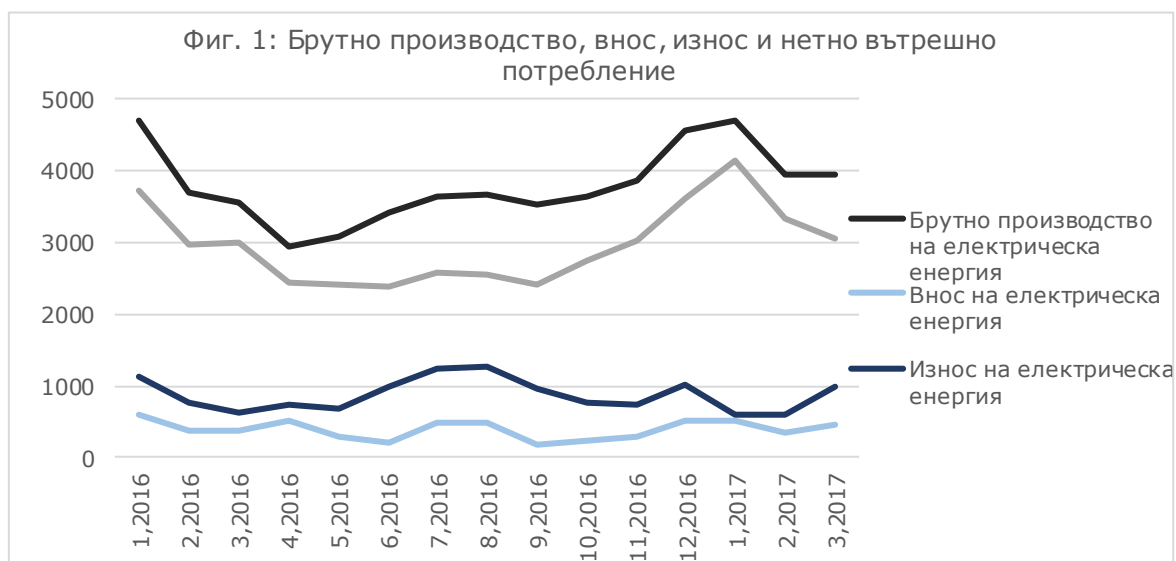
Нараства обемът на борсовата търговия и заедно с това средните цени остават конкурентни. За месец април 2017 търгуваните на борсата количества са 346 333 MWh, което е най-високият обем на борсовата търговия изобщо³. Средната претеглена цена е 71,56 лв./MWh, докато цената на обществения доставчик на регулирания пазар от 07.04.2017 е 107,90 лв./MWh.⁴

2. Запазва се лошото финансово състояние на НЕК

Общите задължения на НЕК⁵ – краткосрочни и дългосрочни – към 31 април възлизат на 3 883 049 лв., което е намаление с 129 498 хил. лв., или 3.2%, спрямо края на 2016. Приходите от продажби намаляват на фона на увеличената борсова търговия: 758 474 хил. лв. към 31 март, спрямо 793 803 хил. лв. за последното тримесечие на 2016. Нарастват близо два пъти приходите от фонд „Сигурност на електроенергийната система” – 132 028 хил. лв., за първото тримесечие на 2017, спрямо 67 101 хил. лв. за предходния период. Тези нараснали приходи компенсират спада на продажбите.

Източник на риск за НЕК е и решението на Прокуратурата да извърши проверка на НЕК за сключването на неизгодни договори за правна защита⁶. Публично обявените от прокуратурата мотиви са твърде неясни, за да се направи точна оценка на рисковите последствия за НЕК. Следва да се отбележи, че в последните години компанията водеше арбитражни дела срещу Атомстройекспорт, трите енергоразпределителни дружества и консултантът по изграждането на АЕЦ Белене – „Уорли Парсънс”. Изключително трудно ще бъде за прокуратурата да докаже безстопанственост при наличието на абсолютната нужда на НЕК от правни услуги по тези дела, които са с висока степен на сложност.

3. Студеният месец януари доведе до най-голямото от 20 години насам върхово дневно потребление на електроенергия.



През януари 2017 брутното производство достигна 4711 GWh, а нетното вътрешно потребление - 4151 GWh, което е най-високата стойност от 2001 – годината, от която започва тази статистика. За януари 2016, брутното производство е 4697 GWh, но износа е 1127 GWh (Фигура 1). Нетното потребление година по-рано е 3732 GWh,

което е с 419 GWh. На 9 януари товарът на електроенергийната система достигна 7679 MW, а на 10 януари – 7690 MW, което е рекорд от 1997 насам. Подобни най-високи стойности бяха отчетени и в края на месеца.

Общата инсталирана мощност в България, по данни на ENTSO-E е 12300 MW⁷. Разполагаемата мощност, включително студеният резерв, с отчетената вероятна аварийност и престой за поддръжка е 7850 MW. Теоретично тя бе достатъчна, за да задоволи рекордното търсене и за предоставяне на количества за износ. Част от електроенергията на АЕЦ „Козлодуй“ и ТЕЦ „Марица изток 2“, обаче бяха отклонени от борсовата търговия и насочени за задоволяване на повишеното битово потребление в страната. На 10 януари беше обявена и готовност за ограничаване на износа⁸, която бе реализирана от 1 часа на 13 януари до 9 февруари. Това решение бе критикувано от страна на Европейската комисия.

Повишената несигурност относно задоволяването на вътрешното потребление беше поради невъзможността да бъдат включени в производството на електроенергия на част от студения резерв: 2 блока в ТЕЦ „Бобов дол“, с разполагаема мощност 169 MW. Посочената за това причина беше замръзването на въглищата в складовете на централата. В медиите бе съобщено и за аварии в ТЕЦ „Русе“ и „ТЕЦ Марица 3“.

Рисковите последици от несигурността бяха следните:

1. Спадна производството и цените на електроенергийната борса, вследствие пониженото търсене в дните след рекордното потребление и спрения износ. Бяха ограничени мощностите на ТЕЦ „Марица изток 2“, както и големите ВЕЦ на НЕК. На 14 и 15 януари бяха реализирани рекордно ниски цени и количества на борсата: 35.16 лв./MWh за 166.9 MW и 27.72 лв./MWh за 156.7 MW. Оценката на търговците на електроенергия;
2. Медиите и водещи политически партии в предизборната кампания използваха този случай, за да повдигнат отново въпроса за изграждането на нови базови мощности⁹.

Тези последици увеличиха значително големият политически риск от необосновани стратегически инвестиционни решения, който идентифицирахме като нов в предишния доклад. Заедно с това обаче, те позволяват да се идентифицира опасността от неоптимална държавна намеса в сектора, която довежда до загуби за участниците в свободния пазар на електроенергия.



Анализ на риска за сигурността на доставките на електроенергия, произтичащ от температурно зависимото потребление

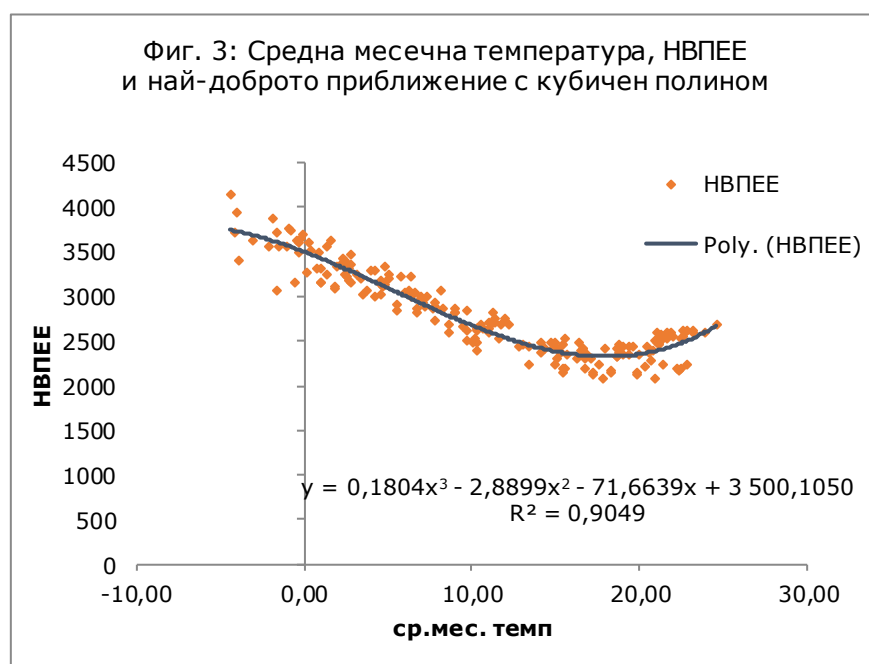
Продължителното застудяване през януари доведе до пиково потребление с високи стойности. Анализирахме зависимостта на потреблението от температурата, за да оценим последствията за електроенергийната система от продължителни застудявания и риска за сигурността на доставките.

Фигура 2 демонстрира цикличността на месечното нетно вътрешно потребление. Ниските стойности са в порядъка на 2100-2400 GWh и се отбелязват обичайно през месеците май и юни всяка година. Пиковите стойности обичайно са в рамките на 3200-

3500 GWh и се наблюдават предимно през декември и януари. Средномесечната температура за януари, изчислена по данни на НИМХ за периода 2001-2017 е -0.25°C и това е най-студеният месец в годината. Средната месечна температура за декември е 1.09°C , а за февруари е 1.52°C .



Средната температура за месец май е 15.3°C , а за юни е 19.3°C . Теоретичната и емпиричната литература показват, че при външна температура около 18.3°C , вътрешната температура е около $21.1^{\circ}\text{C}^{10}$, което варира спрямо типа на сградата и обема на слънчевата радиация. Така приблизително 2.8°C е тази разлика, която обуславя зоната на комфорт в рамките на пролетните месеци и предполага, че най-ниското потребление на електроенергия може да е обвързано с необходимостта от поддържане на комфортни вътрешни температури. Така, при необходимост от поддържане на нормална вътрешна температура в рамките на $18-24^{\circ}\text{C}$, това са месеците с най-комфортна външна температура.



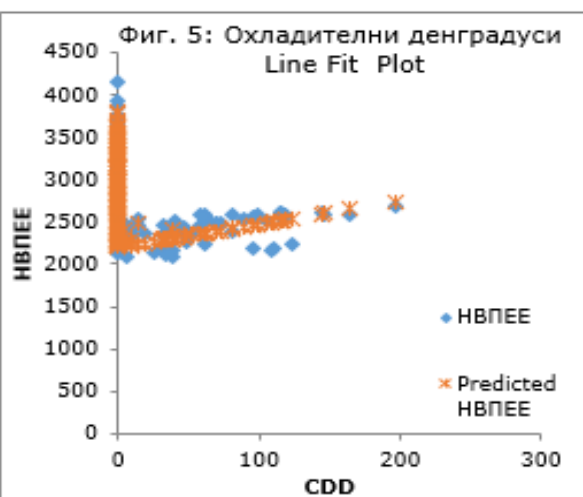
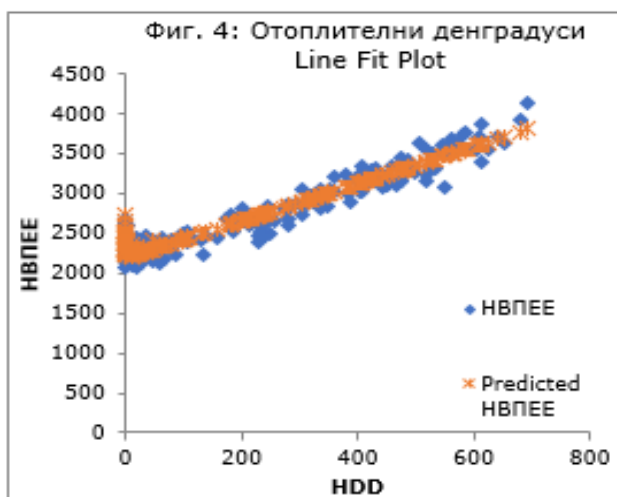
Тези наблюдения ни дават основание да оценим влиянието на температурата върху потреблението на електрическа енергия. Това влияние не е линейно, както показва наблюдението на цикличността на НВПЕЕ. Най-ниските стойности се наблюдават в температурния диапазон в близост до 20°C . При нарастване на средната дневна температура след двадесетия градус, наблюдаваме повишаване на потреблението (Фигура 3). При спадане на средномесечната температура под 15°C потреблението започва да нараства

устойчиво.

Най-подходящ модел на тази зависимост е полином от трета степен, показан на графиката. Този модел има висока точност с коефициент на детерминация: $R^2 = 0.905^{11}$.

Постигнатата точност ни дава основание да продължим с анализа на зависимостта на потреблението на електроенергия от температурата.

Правим регресионен анализ на тази зависимост. Предиктори на потреблението са отоплителни и охладителни ден-градуси, на месечна база, по методологията на Евростат и Европейската агенция за околна среда. За произвеждането им, използваме данните на НИМХ за средната денонощна температура. Охладителните ден-градуси се дефинират като $(18^\circ\text{C} - T_m) \cdot \text{брой дни в месеца}$, ако външната средна денонощна температура е по-ниска или равна на 15° , където T_m е средната денонощна температура¹². Отоплителните ден-градуси се дефинират като $(T_m - 18^\circ\text{C}) \cdot \text{брой дни в месеца}$, ако външната средна денонощна температура е по-висока от 22°C . Тази методология е: 1) консистентна с наблюдението за зависимостта на месечната температура и НВПЕЕ и 2) позволява да се направи оценка на базовото и на температурнозависимото потребление на електрическа енергия.



Съществува много силна линейна зависимост на потреблението от температурата, отчетена чрез отоплителни и охладителни ден-градуси, с данни за периода 2001-2017¹³, (което демонстрират фигури 4 и 5). Това ни дава основание, на база на модела, да определим базовото нетно вътрешно потребление, което не се влияе от температурата. То е равно на свободния коефициент b_0 в уравнението на регресията $Y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2$, където в модела $b_0 = 2190.8$ GWh. Тази стойност е близка до средната за юни, която за периода 2001-2017 е 2300 GWh.

Уравнението на регресията ни дава възможност да изчислим температурно нормализираното нетно вътрешно потребление. Заместваме в уравнението на регресията $Y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2$ средните стойности на отоплителните и охладителните ден-градуси и използваме получените коефициенти:

$$Y_i = 2190.8 + \overline{HDD}_i * 2.3282_1 + \overline{CDD}_i * 2.8036, \text{ където}$$

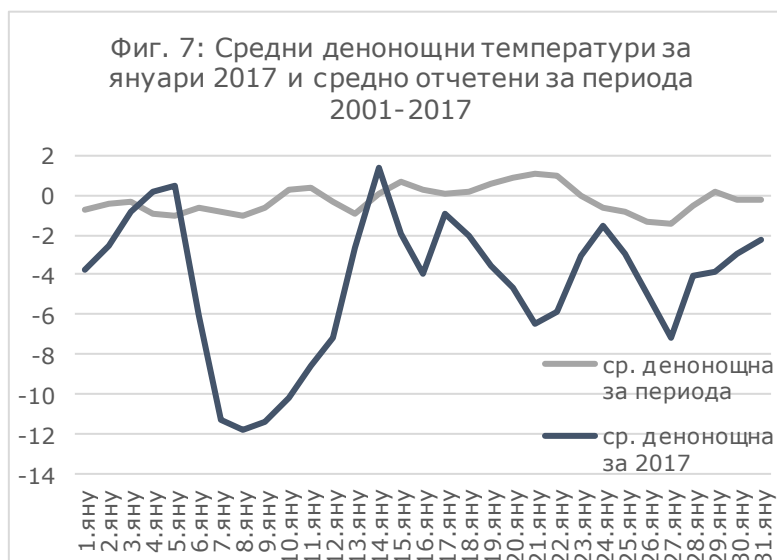
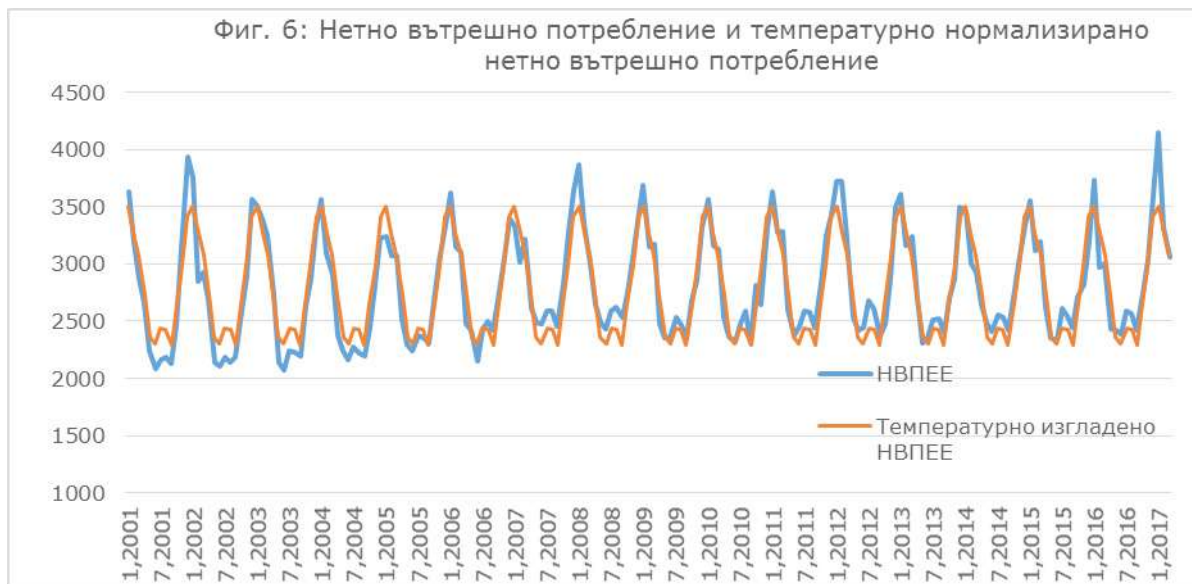
Y_i е нормализираното потребление за месец i , а

\overline{HDD}_i и \overline{CDD}_i са средните стойности на отоплителните и охладителните ден-градуси.

Така получаваме изгладените стойности на нетното вътрешно потребление, които следва да очакваме при средни температури, изчислени за периода 2001 – 2017. Сравнението на изгладените с отчетените стойности е визуализирано на Фиг. 6.

Това сравнение на отчетените и нормализираните стойности показва, че значими отклонения има в единични случаи: декември 2001, януари 2017 и в по-малка степен в януари 2008 и декември 2012 ¹⁴. През преобладаващата част от периода двете криви са много близки. Така нормализираната стойност на нетното потребление може да се приеме за надеждна прогноза, с висока достоверност освен при резки колебания на температурата.

По-конкретно, отчетеното нетно вътрешно потребление на електроенергия има значителна разлика от температурно нормализираното, през месец януари 2017. Тогава то достига най-високата си отчетена стойност. Следващата най-висока стойност е в декември 2001 - 3937 GWh. Причината за това е в необичайно студения месец януари.



Докато средната температура за месеца (в периода 2001-2017) е -0.25°C , то в януари 2017 тя е -4.4°C . Това е най-ниската отчетена температура за периода, като следващата е -3.98°C , през декември 2001. Януари се отличава и с продължителни периоди на рязко застудяване (Фигура 7), като само в два кратки периода средната дневна температура надвишава средната за периода.

Въпреки необичайно ниските

температури за месеца, отчетеният износ на електроенергия е 609 GWh, докато в месец февруари е отчетена най-ниската стойност за последната година: 589 GWh; вносът е 500 GWh, като по-висок е в декември - 508 GWh и в януари 2016 – 605 GWh.

В допълнение, графиката на Фиг. 6 демонстрира една важна тенденция: постепенното нарастване на потреблението в летните месеци. Докато преди 2006 изгладеното потребление надхвърля отчетеното, след този период отчетените стойности са по-високи. За по-точна оценка използваме стойността на базовото потребление, изчислено от модела: 2190.8 GWh. Изчисляваме разликата между базовото потребление и потреблението в юни, юли и август (Фигура 8). Данните показват, че след 2004 настъпва бързо увеличаване на разликата между базовото температурно необвързано потребление и реалното потребление в топлите летни месеци – юли и август. След 2006 започва да расте и потреблението през юни. Нарастват и разликите между ниските и високите стойности на лятното потребление. Причината за тази тенденция е в увеличеното използване на климатични инсталации.



**Изводи от анализа:**

Досега не е отчетено високо ниво на уязвимост на електроенергийната система при периоди на рязко и продължително застудяване. Направеният анализ ни дава следните аргументи за този извод:

- Отчетеният период на рязко застудяване е необичаен и единичен за период от повече от 15 години;
- Въпреки метеорологичните обстоятелства, не бяха отчетени мащабни аварии, които да оставят за продължително време значителна група потребители без електроенергия;
- Страната продължи да бъде нетен износител на електроенергия в скъсения период до 13 януари, въпреки рекордно високото вътрешно потребление и забраната за износ.
- Съществува устойчива тенденция за увеличаване на потреблението в летните месеци, свързано с използване на климатични инсталации за охлаждане до комфортните температурни нива.

**Мерки за управление на рисковете**

Мерките, които предлагаме произтичат от анализа на рисковете и рисковия контекст:

1. Електроенергийната система трябва да се подготви за управление на риска за доставка на електроенергия на крайните потребители в случай на повторение на екстремните обстоятелства от началото на 2017. Този рискови обстоятелства могат да се повторят в следващите години.
2. Следва да бъдат наложени санкции на фирмите, собственици на централите от студения резерв, които не успяха да изпълнят договорните си ангажименти. Тези санкции трябва да имат превантивен ефект спрямо лошото управление на студения резерв.
3. Не трябва да се отлага повече прехвърлянето на собствеността на електроенергийната борса на Министерство на финансите, както бе предвидено още в 2016. Такъв ангажимент е поет от България в рамките на споразумението от 2012 с ЕК за прекратяване на наказателната процедура за злоупотреба с господстващо положение от страна на БЕХ. Отлагането може да доведе до санкции върху страната.

Потвърждаваме отново мерките от Периодичния доклад от декември 2016:

1. *Необходимо е максимално бързо публичната администрация да изработи рамка за взимане на решения в енергийния сектор.*
2. *Приемане и започване на реализацията на пътна карта за либерализацията на електроенергийния пазар.*



Заклучение

Продължителното и нетипично застудяване през месец януари доведе до спиране на износа на електроенергия и последвалата негативна реакция на ЕК, до загуби за търговците и производителите, и до ненужни страхове в потребителите. Благодарение на опортюнистичното поведение в рамките на предизборната кампания отново бе поставен на дневен ред въпросът за изграждане на нови ядрени мощности.

В тази връзка, като отчитаме:

- 1) че анализът на зависимостта на потреблението от температурата показва, че значимите отклонения от средното нормално потребление са редки: три случая от 2001 насам,
- 2) че при неблагоприятните обстоятелства с необичайно студения януари и невъзможност за включване на значителна част от студения резерв, електроенергийната система продължи да функционира нормално, без значими аварии и спиране на доставките, чрез спиране на износа,
- 3) че данните от месечния баланс на електроенергията на НСИ показват запазване на положителни стойности на нетния износ,

оценяваме, че *рисковото въздействие от последното застудяването не дава фактически основания за изграждане на нови електроенергийни мощности като АЕЦ „Белене“ или 7-ми блок на АЕЦ „Козлодуй“.*

Забавянето на процеса на либерализация продължава да бъде източник на рискови въздействия върху електроенергийния сектор, за щети за фирмите-участници на електроенергийната борса и за вероятни санкции на ЕК върху България.

Бележки

- ¹ http://www.dnevnik.bg/biznes/2017/05/04/2965475_liberalizaciata_na_pazarite_na_tok_i_gaz_e_nai-vajna/
 - ² <http://bnr.bg/post/100698140/temenujka-petkova-milion-i-sto-hiladi-dushi-shte-se-vazpolzvat-ot-socialnata-tarifa>
 - ³ http://www.ibex.bg/bin/documents/249_file.pdf
 - ⁴ http://www.dker.bg/PDOCS/el_prices.pdf
 - ⁵ <http://www.bgenh.com/index.php/bg/2014-04-13-21-48-39/2014-06-03-10-52-02?id=610>
 - ⁶ <http://news.bnt.bg/bg/a/poredna-proverka-na-prokuraturata-tozi-pt-v-nek>
 - ⁷ <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation>
 - ⁸ <http://bnr.bg/post/100781206/eso>
 - ⁹ <http://m.focus-news.net/?action=news&id=2352648>
 - ¹⁰ <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/met.1525/full>
 - ¹¹ Обща корелация за модела $R = 0.9513$, коефициент на детерминация $R^2 = 0.9049$, изгладен коефициент на детерминация $R^2 = 0.9044$, стандартна грешка: 160.67, оценено ниво на р значимост $(0.05 <) = 0.0000$
 - ¹² http://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg_esdgr_esms.htm
- На Excel ден-градусите се определят по формулите:
- (1) За отоплителните ден-градуси $d_i^{+C^{\circ}} = IF(\bar{t}_i < 15; d_i^{+C^{\circ}} = 18 - \bar{t}_i; 0)$, за всяко i ден от съответния месец. Месечната сума на отоплителните ден-градуси е $\sum_i d_i^{+C^{\circ}}$;
 - (2) За охладителните ден-градуси $d_i^{-C^{\circ}} = IF(\bar{t}_i > 22; d_i^{-C^{\circ}} = \bar{t}_i - 18; 0)$, за всяко i ден от съответния месец. Месечната сума на охладителните ден-градуси е $\sum_i d_i^{-C^{\circ}}$.
- ¹³ Обща корелация за модела $R = 0.9567$, коефициент на детерминация $R^2 = 0.9153$, изгладен коефициент на детерминация $R^2 = 0.9144$, стандартна грешка: 136.52, оценено ниво на р значимост $(0.05 <) = 0.0000$.

¹⁴

Приложение 1: Изгладени и отчетни данни с атипични зимни стойности на НВПЕЕ

Месец	Температурно изгладено НВПЕЕ	Отчетни данни			
		2001	2008	2012	2017
януари	3508	3637	3865	3725	4151
февруари	3272	3186	3348	3725	3321
март	3072	2872	2988	3232	3056
април	2730	2652	2648	2536	
май	2363	2245	2484	2416	
юни	2301	2087	2428	2449	
юли	2436	2161	2592	2683	
август	2431	2182	2620	2609	
септември	2297	2129	2538	2376	
октомври	2653	2463	2748	2472	
ноември	2987	3143	3050	2875	
декември	3411	3937	3375	3498	

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА, ЮНИ 2017

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Докладът анализира рисковете от злоупотребата с господстващо положение на пазара на течните горива, след провала на производството на КЗК.

Рисковите фактори не се оценяват като положителни или отрицателни; анализира се единствено тяхното въздействие. При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните и анализите са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Анализът и прогнозите не изразяват политически пристрастия; не третират предмета на анализа положително или отрицателно. Документът дава аргументи за ползата или за вредата за всички страни; третира темата и от гледна точка на конкурентоспособността на икономика и разходите на домакинствата.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници; не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, а от академичния дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

© RAM^c 2017. Всички права запазени.

**Резюме**

Докладът поставя акцент върху Решенията на Комисията за защита на конкуренцията (КЗК) от април и май, с които спира производството за забранено споразумение и злоупотреба с господстващо положение на пазара на течни горива. Анализират се аргументите на Комисията и основните слабости в тях. Оценката ни, е че тя не успява да изпълни законовите си задължения.

От действията на КЗК произтича и основният риск за сектора, който бе формулиран още в предишния ни доклад от декември 2016. Загубите за потребителите и държавния бюджет ще продължат да растат. Оценяваме загубите за бюджета за 2016 като най-високите от 2010 досега.

Към предишните мерки за въздействие добавяме законови изменения свързани със състава на Комисията и насърчаването на навлизането на нови участници на пазара с цел засилване на конкуренцията. Предлагаме също засилване на потребителската информираност, чрез създаване на информационни платформи, по аналогия с други пазари в ЕС.

**1. Рисков контекст**

Новите обстоятелства са следните:

1. Основното рисково събитие е Решението на КЗК, с което беше спряно производството за картелно споразумение срещу „Лукойл България“ ЕООД, „Ромпетрол България“ ЕАД, „Еко България“ ЕАД, „Шел България“ ЕАД, „ОМВ България“ ООД, „НИС Петрол“ ЕООД и „Петрол“ АД. Решението бе обявено два дни след предсрочните парламентарни избори и тринадесет месеца след обявяване на началото на производството¹.
2. В началото на май бе обявено второ решение по същото производството, с което се обявява, че „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ и ЛУКОЙЛ-България“ ЕООД не злоупотребяват с господстващо положение на пазара на течни горива².
3. На 25 май във Виена се проведе среща на членовете на ОПЕК и другите производители, на която бе взето решение за девет месечно удължаване на настоящите ограничения на производството. Следващата среща за определяне на бъдещата политика на производителите трябва да бъде в края на ноември тази година.
4. Независимо от политиката на ОПЕК цените на петрола започнаха да спадат, основно заради производството и високите запаси в САЩ и нарастването на производството в Либия. От близо 52\$ в края на май, в началото на юни цената на суровия петрол „Брент“ спадна под 50\$, на 22 юни достигна до 44.82\$, след което започна бавно да расте. В момента на изработването на този доклад, тя се движи от порядъка на 47-48\$ за барел.

Аргументите в решенията на КЗК за стартиране на производството бяха: 1) наблюдаваното различно поведение на цените в отделни времеви периоди и 2) асиметрично адаптиране на цените на дребно спрямо цената на едро и на цената на производителя. Те са анализирани в публикуваното Решение № 318 от 28 март.

1. Двата ценови периода, дефинирани от Комисията, са от началото 2012 до последното тримесечие на 2012, от октомври 2012 до февруари 2016. Те съвпадат с нашите собствени анализи. Отчетено, е че от октомври 2012 настъпва „драстично“ изменение на цените на бензина:

„Цената на българския пазар се увеличава драстично на фона на наблюдаваната в Обединеното кралство. Увеличението е толкова осезаемо, че от една от най-ниските цени в ЕС, равнището на цената в България превишава средноевропейските нива, измерени чрез цена EU 27 и цена EU 19, и се движи сред най-високите цени в ЕС. Тази тенденция е валидна за целия втори период, като се запазва до края на месец февруари 2016 г. Биха могли да бъдат открити подпериоди, в които цената в България надвишава тази в Дания, която е една от най-високите в рамките на Съюза в разглеждания период. Особено осезаемо това се наблюдава в края на 2013 г. и началото на 2014 г.“³

Относно динамиката на цените на дизеловото гориво, Комисията отчита аналогично:

„Във втория подпериод, в противовес с наблюдаваната динамика от първия, се откроява ясно изразен тренд на увеличение на цената в България, далеч надхвърляща средноевропейските нива и клонящ към най-високата цена, а именно тази в Гърция. Освен това, съществуват фази във времето, някои от които значителни, в които цената на дизела в България надвишава цената в Гърция. Такива са периодите в края на 2013 г. до първо тримесечие на 2014 г. и летните месеци на същата година.“⁴

Заклучението, е че *цените на горивата се увеличават значително през последното тримесечие на 2012 и това увеличение се запазва до края на февруари 2016.*

2. Комисията анализира динамиката на цените на едро на Лукойл България и цените на дребно. Отбелязва, че разликата между тези цени нараства през 2013 и „се наблюдава значително подобрене на маржовете на пазарните участници на пазара на дребно, опериращи бензиностанции“⁵. Заедно с това, динамиката на цените на дребно не съответства с тази на цените на едро, като през летните (за бензина и дизеловото гориво) и зимните месеци (за бензина), равнищата на цените на дребно се задържат на близки нива. В 2014 и 2015 Комисията не отчита значителни отклонения в разликите на тези цени. Такива разлики са открити в началото на 2016, когато се наблюдава рязко намаление на разликите между наблюдаваните цени.

Освен тези два аргумента, в процеса на производството, КЗК е придобила и доказателства за комуникация между служители на фирмите-търговци, свързана с координиране на цените на дребно. Това са писма по електронна поща, включително данни за изменения на цените на едро и дребно, за ценови отстъпки, данни за пазарни дялове.

Тези заключения не кореспондират с окончателните изводи на Комисията, които могат да бъдат систематизирани така:

1. Динамиката в цените не се дължи единствено на цената на суровия петрол, но и на търсенето, неговата сезонност, маркетинговата стратегия на дружествата, продуктивния микс и ценовото позициониране и ценовата еластичност на търсенето.
2. Съществува ефект на асиметрично адаптиране на цените на дребно към доставната

цена (цената на едро). Според Комисията е обичайно увеличаването на цената на едро (или на цената на суровината) да доведе до по-бързо увеличаване на цената на дребно, докато при понижаване търговците задържат цената на дребно по-висока за по-дълго време.

3. Големи количества гориво се реализират при условията на търговски отстъпки, които не са отразени в данните за цените. Според Комисията, „достъпът до подобни програми за отстъпки е свободен, неограничен и безусловен“.
4. Комисията отбелязва високото ниво на прозрачност на пазара и отчита, че ценовия паралелизъм не означава задължително наличие на забранено споразумение между търговците на горива.
5. Пазарният анализ показва, че концентрацията при търговията на дребно с бензин и дизелово гориво, измерена чрез индекса на Херфиндал-Хиршман (HHI) е ниска. За бензина, индексът е 1000 в 2013 и се приближава до 800 в 2016. За дизеловото гориво индексът намалява от близо 800 в 2013, до под 600 в 2016.

На базата на тези аргументи, заключението на Комисията е *„че наблюдаваните пазарни тенденции [...] са обективно обусловени от специфичните характеристики на дефинираните самостоятелни пазари на дребно на бензин и на дизелово гориво, както и от тяхната връзка с всички други звена от веригата на разпространение на горива – от добива на петрол до продажбата на крайни клиенти“*⁶.

Търговските дружества се ангажират да предприемат мерки, които гарантират липсата на забранена комуникация между служителите им. Тази комуникация, според Комисията увеличава пазарната прозрачност, която е основният източник на риск за конкуренцията на пазара.

Заключенията на анализа и ангажиментите на дружествата дават основание на Комисията да прекрати производството и да одобри мерките, предложени от тях.

Решение № 479, от 4 май се отнася до същото производство, в частта му относно злоупотреба с доминиращо положение от страна на „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД. Към него е присъединено производство по искане на „Трейднет Варна“ ЕООД, свързано със злоупотреба с господстващо положение от страна на „ЛУКОЙЛ България“ ЕООД, изразена в „ценова преса при дистрибуцията на бензин и дизел“⁷. Според Комисията е установена „...разлика в нивата на бензин А-95Н и дизелово моторно гориво (ДГ), на които [ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД] реализира продукцията си на територията на страната, с тези, на които продуктите се продават, когато са предназначени за територията на съседни на България държави, както и на държави, част от ЕС и ЕИО. Съгласно събраните данни, за периода 2012 г. – месец 07.2015 г., цената, на която [ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД] продава изследваните продукти в страната, е по-висока в сравнение с цените, на които рафинерията продава горивата си, предназначени за реализация в други държави“⁸.

В Решение № 479 е приложен сравнителен анализ на крайните продажни цени на едро на рафинерията, изводът от който е, че като цяло продажните цени на рафинерията за периода 2012-2015 за износ не са по-високи от тези за вътрешния пазар⁹. Въз основа на този анализ, заключението на Комисията в Решението, е че не е установена трайна тенденция за завишаване на цените на вътрешния пазар, от страна на ЛУКОЙЛ-България“ ЕООД и разлика в цените за износ на ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД.



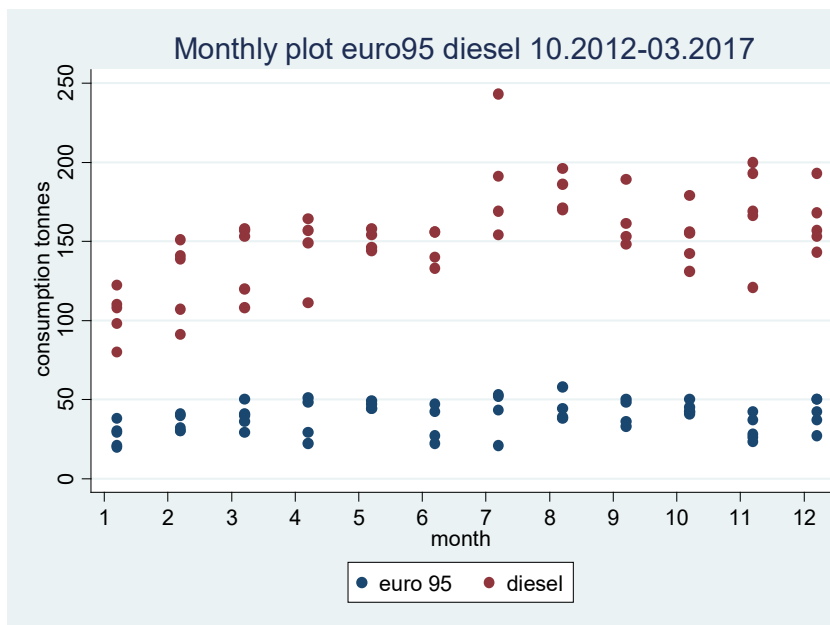
2. Оценка и анализ на решенията на КЗК

С решението, установяващо липса на забранено споразумение, Комисията за защита на конкуренцията не успява да изпълни задълженията си по Закона за защита на конкуренцията¹⁰. Анализът на динамиката на цените на едро и дребно, извършен от Комисията, демонстрира идентични резултати с нашите анализи, правени от 2015 насам. Основният извод от тези анализи е повишаването на цените на дребно в периода октомври 2012-февруари 2016. Комисията, в публикуваните решения, не предоставя задоволителен отговор на въпроса, на какво се дължи тази динамика на цените. Заключениета в тях са непълно аргументирани, елементи от методологията са неприложими към вътрешния пазар на горива, откриваме грешки и неточности. Анализираме тези заключения и аргументацията на Комисията по реда на систематизацията им по-горе.

Относно ценовата политика. В решенията не са публикувани данни за маркетинговите стратегии на дружествата, решенията им относно продуктивния микс и ценовото позициониране. От рекламите по правило отсъства цената; набляга се на качеството на горивата. То трябва да бъде идентично – петролът и дизеловото гориво са хомогенни продукти, като единствената разлика е в добавките, които всяко отделно дружество използва. От това следва, че цената е основният фактор при потребителския избор. При хомогенни продукти, рискът от координирано поведение на продавачите е увеличен, особено когато техният брой е малък.

Относно сезонността, ценовата еластичност и динамиката на цените.

Фиг. 1



КЗК не анализира сезонността на търсенето, която е втори рисков фактор за координирано поведение на фирмите на пазара. Продавачите биха могли координирано да увеличат цените в сезоните на увеличени пътувания, или преди края на работната седмица. Примери за такова поведение са открити в антимонополни проучвания в Германия¹¹. Фигура 1 демонстрира, че месечната динамика на бензина за периода 2013-2016 е по-слабо изразена от тази на дизеловото гориво. При бензина потреблението е сравнително

равномерно разпределено по месеци, докато при дизеловото гориво потреблението нараства в летните месеци и към края на всяка година, като е най-ниско в началото на годината.

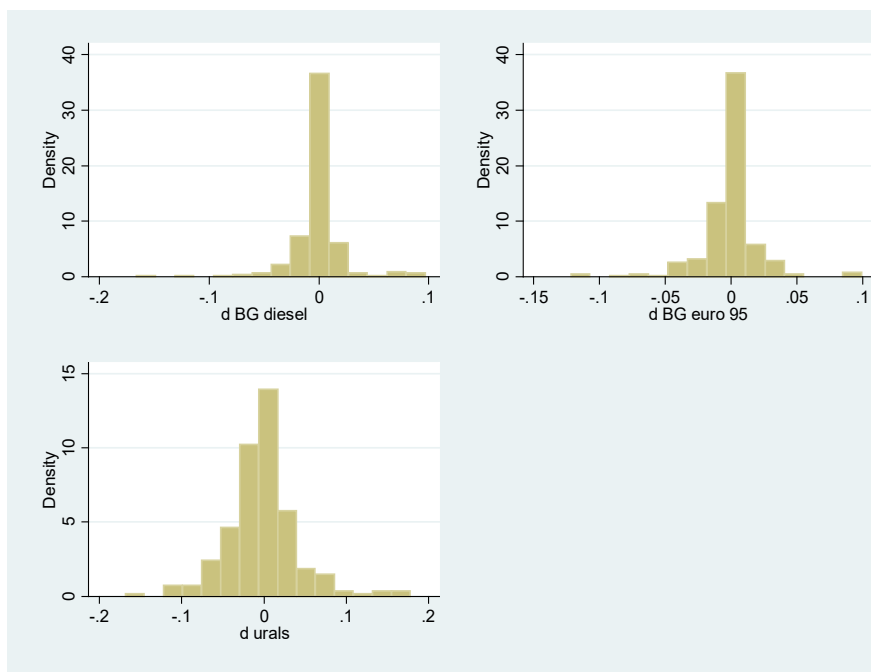
КЗК не анализира и третия рисков фактор – ниската ценова еластичност на търсенето

на пазара на горивата, която е установена в редица проучвания^{12,13}. Ниската еластичност увеличава печалбата при олигополна пазарна структура или при картелно споразумение, защото фирмите имат максимална печалба при задържане на най-високата възможна монополна цена. Оценяваме еластичността E на българския пазар на горива като ниска, като еластичността на бензина $E_p^{euro\ 95} = 0,30609$, а на дизеловото гориво $E_p^{diesel} = 0,40503$ ¹⁴. Оттук следва, че българският пазар на горивата е рисков за злоупотреба с господстващо положение.

Относно ефекта на асиметрично адаптиране на крайните цени на петролните продукти не е характеристика на нормално функциониращи пазари на горивата. Редица изследвания в различни държави – Великобритания (Bacon 1991), САЩ (Borenstein, Cameron, Gilbert 1997), Швеция (Asplund, Eriksson, Friberg, 2000) и др. откриват разлики в скоростта на адаптирането на крайната цена, като обикновено тя се вдига по-бързо при увеличение на цената на петрола и намалява по-бавно при намаляването ѝ. Други изследвания не откриват данни за подобни асиметрии (Manning 1991 – Великобритания, Bachmeier, Griffin 2003 – САЩ). Причината е в различната методология и различните времеви периоди (дневни или седмични). Изследване на Европейската комисия от 2009 със седмични данни открива недостатъчни свидетелства за системност на асиметричните отклонения, при това само в отделни държави.

Независимо от резултатите в отделни проучвания, съществува консенсус за това, че причините за асиметричното адаптиране на цените са: 1) наличието на пазарно доминиране; 2) координирано поведение на продавачите; 3) непрозрачни пазари, или; 4) ограничен капацитет на складиране и преработка. Последните две не са характеристики на българския петролен пазар поради големия капацитет на намиращата се на територията на страната рафинерия и нивото на пазарна прозрачност, която и самата Комисия отчита като високо.

Фиг. 2

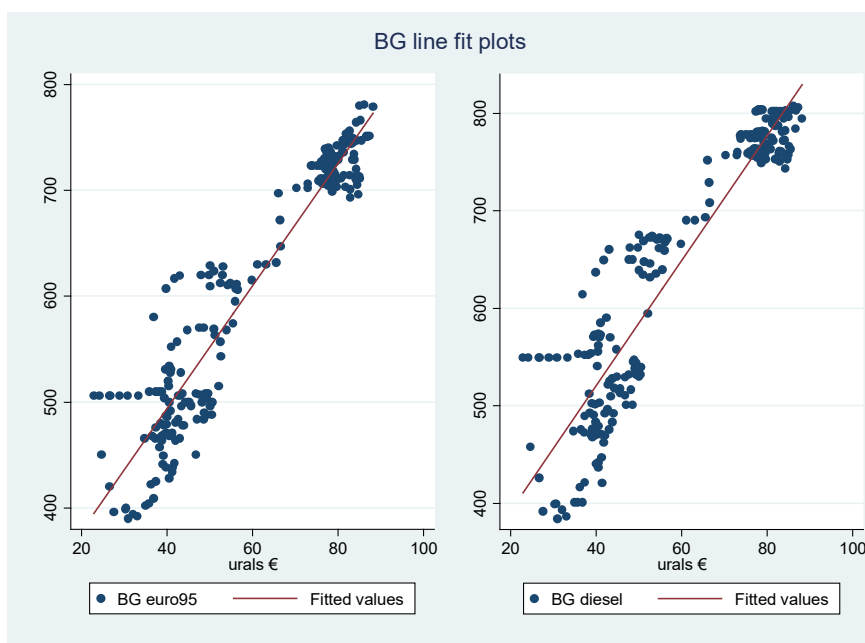


В предишния доклад оценихме честотното разпределение на седмичните цени на горивата и установихме, че цените в България са най-нечувствителни към изменения на цените на петрола. Коефициентът на ексцес при бензина = 12.12, за дизеловото гориво = 15.36. Тук оценяваме посоката на изменения на тези цени с данни от октомври 2012 до момента (Фиг.2). Те би следвало да са с коефициент на асиметрия близък до 0. При бензина, коефициентът на асиметрия = -0.56, а при дизеловото гориво – -1.10. В същото време, коефициентът на асиметрия на петрола е

.5367603¹⁵.

Изводът, е че докато при цените на петрола преобладават по-големи по величина изменения в период на намаляващи световни борсови цени, то на вътрешния пазар преобладават положителните изменения, които асоциираме с преобладаващия брой увеличения на цените. Считаме, че посочените тук коефициенти са силен сигнал за ненормалното поведение на ценовите изменения на вътрешния пазар.

Фиг. 3



Продължаваме анализа на асиметрията като първо оценяваме зависимостта на цените на горивата без данъци и такси и петрола сорт „Урал“ коефициент на детерминация за бензина: $R^2 = 0.8985$; за дизеловото гориво $R^2 = 0.8688$ ¹⁶. графиката показва, как при цени до 630 €/1000 л. за бензина и до 700€/1000 л. наблюденията са разпръснати и се намират на една линия (Фиг 3).

При това положение следва да се очаква, че стандартната грешка на модела трябва да бъде

значително по-висока от тази при други зависимости. За България стандартната грешка на модела е = 37.677 за бензина и = 48.27 за дизеловото гориво. За бензина моделните грешки са съответно = 25.029 за Австрия, = 29.653 за Чехия, = 23.731 за Гърция; за дизеловото гориво съответно: = 15.628 за Австрия, = 31.102 за Чехия, = 21.802 за Гърция.

Тези сравнения могат да продължат с всички държави от ЕС, като резултатите ще бъдат все същите: *динамиката на цените на горивата и разпределението на вариациите им в България не следва динамиката на измененията на цените на суровия петрол. Комисията не изследва причините за това и не обяснява откъде идват тези разлики.*

Относно оценката на КЗК за търговските отстъпки. Не отговаря на истината твърдението на Комисията, че „достъпът до [...] програми за отстъпки е свободен, неограничен и безусловен“. Някои програми за отстъпки са валидни единствено за корпоративни клиенти¹⁷, други в ограничени времеви периоди, или при плащане в брой¹⁸, или в определени региони¹⁹ и т.н. Съществуват програми, които не предоставят търговска отстъпка от цената на горивото, а предлагат непарични стимули или подаръци²⁰. Не е изследвана структурата на търговските отстъпки и условията им, които могат да бъдат проява на неконкурентно поведение. Например, през 2008 Гръцката комисия по конкуренцията глобява с € 30 млн. BP HELLAS S.A и SHELL HELLAS S.A. за съгласувани практики при предоставянето на търговски отстъпки²¹.

Относно високата ценова прозрачност. Тя представлява рисков фактор на пазара на горива. Комисията правилно отчита това, без да анализира механизмите, по които прозрачността застрашава конкуренцията. Експлицитната или имплицитна пазарна координация се улеснява при висока пазарна прозрачност, където фирмите имат възможност да наблюдават и да предприемат действия при открито отклонение от приетото ценово поведение. Обичайно продавачите са малко на брой, вертикално интегрирана е една компания, цените са обявени на видими места, а потребителите са много на брой, силно фрагментирани и затова не притежават ефективна сила.

Заедно с високото ниво на ценова прозрачност Комисията установява комбинирана обмяна на информация за ценова политика и движение на цените, за брой бензиностанции, обем на продажби, пазарни дялове. По смисъла на Закона за защита на конкуренцията (§ 1, т. 14 и т. 5 от Допълнителни разпоредби), това представлява „съгласувана практика“: координирано поведение на пазарните участници, които целенасочено заместват рисковете на конкуренцията с практическо сътрудничество между тях. Тази съгласувана практика може да доведе до същите ефекти при крайните цени за потребителя, както и картелното споразумение, без то да бъде свързано с експлицитни ангажименти за пазарна координация.

Съществуват различни дефиниции на границата между имплицитна координация и експлицитно неконкурентно поведение. Например, през 2003 френската Комисия за конкуренция санкционира Total France, Esso, BP France и Pétroles Shell с общо € 27 млн. евро за ежедневен обмен на ценова информация по телефона²². Тази санкция в последствие отпада в съда с аргумент, че обмена на информация не представлява ангажимент за пазарна координация. Съществената разлика с българският случай е наличието на ценова динамика, която е необяснима – и необяснена от КЗК, по какъвто и да било друг начин.

Относно измерването на концентрацията на фирмите на пазара. Индексът на Херфиндал-Хиршман е използван неуместно от Комисията. Основният дефект на теста, направен от КЗК е в погрешното дефиниране на пазара. Извършен е анализ на пазара на дребно, на база данни за продадените количества горива. Не е отчетено, че това е пазар с наличие на доминиращо вертикално интегрирано предприятие с контрол върху 92% от собствеността на данъчните складове²³ за горива. Степента на заместване на продукти е ниска, което също ограничава използваемостта му.

Изводът, е че извършеният пазарен анализ от КЗК е непълен, неточен и на места погрешен, защото:

1. Липсва обяснение за динамиката на цените в периода 10.2012-03.2016;
2. Липсва анализ на ефекта от обмена на информация за цени, обеми на продажби и пазарни дялове. Този анализ е критично важен за доказването на забранено споразумение между търговците на горива.
3. Ефектът на асиметрично адаптиране на цените напълно погрешно е отчетен като нормален и не са анализирани причините за тази асиметричност: пазарна доминация и/или координиране на поведението на пазарните участници.
4. Грешно е твърдението за достъпността на търговските отстъпки и не са проучени условията им, които могат да бъдат източник на риск за конкуренцията.
5. Индексът на Херфиндал-Хиршман е неприложим за пазара на течни горива,

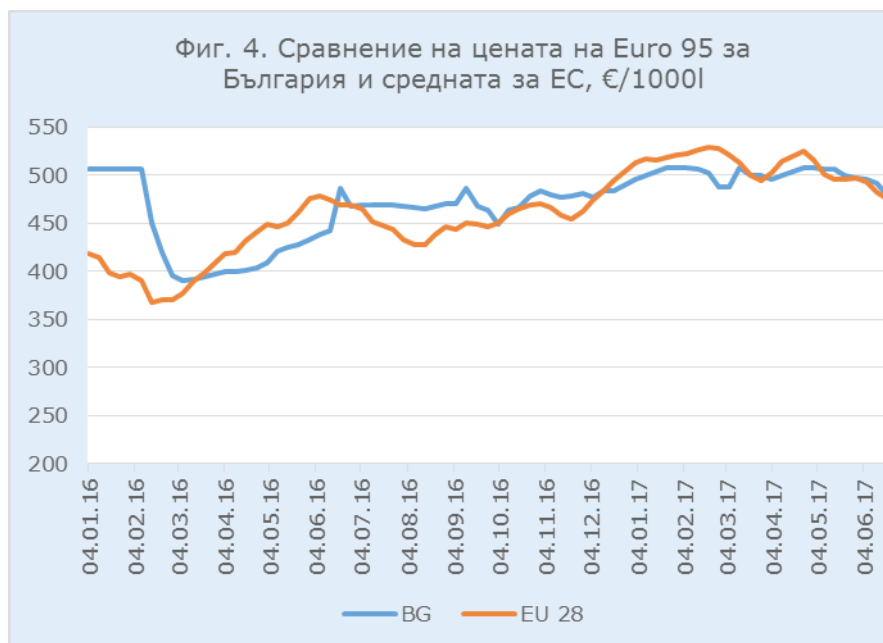
използван е при погрешно дефиниране на пазара като пазар на дребно, без да бъде отчетена фактическата му структура.

6. Аргументите на Комисията за липса на експлицитна пазарна координация: решения, свързани с маркетингови стратегии, продуктов микс и др. под. са поднесени без аргументация с данни или доказателства.



3. Оценка на последствията на действията на КЗК

В последния доклад изведохме основният риск за пазара на течните горива в България: „В случай, че КЗК не докаже злоупотребата с господстващо положение от страна на картела на търговците и производителя на течни горива, отново ще нараснат финансовите щетите за българските потребители на течни горива, ще намалее конкурентоспособността на българската икономика и бюджетът на страната няма да събере достатъчно приходи от косвени и преки данъци.“²⁴



Потвърждаваме този извод с оценка на загубите за потребителите и за държавния бюджет. Правим сравнителен анализ между данните за цените на горивата и техните компоненти на Европейската комисия за България и агрегираните данни за страните от ЕС. Основното заключение от анализите в предишните доклади бе, че цените на горивата без косвени данъци у нас са по-високи от европейските в периода октомври 2012 – февруари 2016. Фокусираме се върху периода от

началото на 2016, обхващащ и началото на производството на КЗК.

Цената на бензин Euro 95 без ДДС и акциз в България продължава да бъде по-висока от средната за ЕС през по-голямата част от изминалата година (Фиг. 4). В периода 12.12. 2016 – 13.03.2017 цената в ЕС е по-висока, като и през април. Средната цена на бензина в България от началото на годината до 27 март е 501.20€/1000l, а в ЕС – 516.96€/1000l. След публикуването на решението на КЗК, средната цена в България е 498.93€/1000l, а в ЕС - 500.03€/1000l. Така констатираме, че в периода след публикуване на първото решението на КЗК, средните цени на бензина достигат средните за ЕС. От началото на май, след публикуването на второто решение на КЗК, цената на бензина в България изпреварва тази за ЕС средно с около 1%.

Фиг. 5. Сравнение на цената на дизеловото гориво за България и средната за ЕС, без такси, €/1000l



След публикуването на решението на КЗК, средната цена в България е 514.75€/1000l, а в ЕС – 503.06 €/1000l.

Констатираме, че в периода след публикуване на първото решение на КЗК, средните цени на дизеловото гориво започват да изпреварват средните за ЕС. Отново, от началото на май, цената в България е по-висока от тази в ЕС средно с около 3%.

Пропуснатите ползи за бюджета. Запазва се значителната разлика в

размера на косвените данъци при бензина и при дизеловото гориво за България и ЕС, която констатираме в предишните доклади. При бензина стойността на акциза е с между -37% и -38% по-ниска, а при дизела – между -28%-31% по ниска от средната за ЕС.

Фиг. 6. Пропуснати приходи от ДДС и акциз върху горивата, млн. €



Констатираме, че през миналата година пропуснатите ползи за бюджета са достигнали най-високата си стойност след 2010: общо 655 млн. €, нараствайки с 3.1% спрямо 2015 (Фиг. 6). От началото на 2017 тези загуби са за общо 163,5 млн. €, като бележат ръст спрямо същия месец от миналата година със с 28% за януари и съответно с 2% и 6% за февруари и март. Така вероятността за

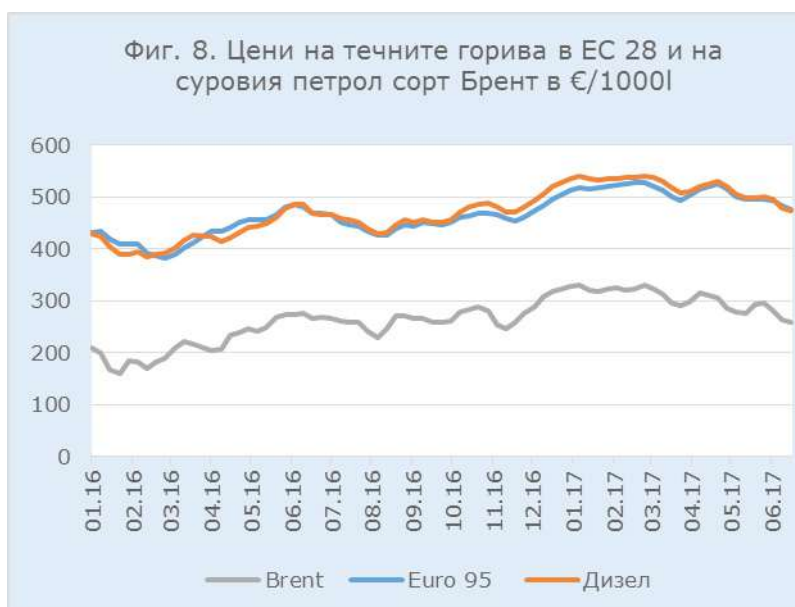
продължаване на тази тенденция нараства. Поставено в перспектива, заниженото ниво на облагане с косвени данъци представлява 1.38 % от БВП за 2016.

Общо от 2010 до март 2017 пропуснатите приходи от по-ниското облагане с косвените данъци в сравнение със средните за ЕС са за 4,021 млрд. €.



- 33% (Фиг. 7).

Разходи и печалби в сектора на течните горива. Анализът на нивата на разходите и печалбите в сектора на горивата показва, че след рязкото намаляване на разликата между цената на петрола и цената на горивата без косвени данъци през февруари 2016, те се задържат на средни за периода от 2008 нива. Средната разлика между Euro 95 и петрола Urals намалява от 242.43 на 209.38 €/1000l или с 16%, в периода след 8 февруари 2016. При дизеловото гориво понижението за същия период е от 292.84 на 220.36 €/1000l, или



Динамиката на тези разлики в ЕС за същите периоди е следната: при Euro 95 и петрола Brent разликата расте от 192.34 на 198.54 €/1000l, или 3%; при дизеловото гориво намалява от 231.15 на 205.28 €/1000l, или с 13% (Фиг. 8). Динамиката на разликите петрол – горива в България отново не следва тази в ЕС, като те отново се запазват на над средните нива за ЕС и над нивата от периода преди 2012. Ако добавим трети период – от 8 февруари до момента, то данните за тези разлики може да бъдат систематизирани по следния начин. За България, за периода

от януари 2008 до октомври 2012 (I период), след тази дата до 8 февруари на 2016 (II период) и от 8 февруари до момента (III период) за двата вида гориво сочат :

- за бензин Euro 95: I период 119.44 €/1000l; II период: 242.43 €/1000l (нарастване със 122.99€/1000l); III период: 209.38€/1000l (намаляване с -33.04€/1000l);
- за дизеловото гориво: I период 161.09 €/1000l; II период: 292.84€/1000l (нарастване със 131.75 €/1000l); III период: 220.36 €/1000l (намаляване с -72.48€/1000l).

Данните за ЕС 28, за същите три периода, за двата вида гориво сочат:

- за бензин Euro 95: I период 155.39 €/1000l; II период 192.34 €/1000l; (нарастване с 36.95€/1000l); III период: 198.54 €/1000l (нарастване с -6.20€/1000l);
- за дизеловото гориво: I период – 207.30 €/1000l; II период – 231.15 €/1000l; (нарастване с 23.85 €/1000l); III период: 205.28 €/1000l (намаляване с -25.87 €/1000l).

Използваме методологията от предходните доклади за оценка на прекомерното нарастване на оценените разходи и печалби в по веригата на стойността в сектора на горивата²⁵. От януари 2016 до март 2017 оценката ни за завишените разходи е за 40.5 млн. € за бензина 181. 2млн. € за дизеловото гориво.

Общият размер на прекомерното нарастване на печалбите по веригата на стойността в сектора на течните горива за целия период от октомври 2012 до момента е 198.4 млн. € за бензина и 779.3 млн. € за дизела, което сумирано общо е 846.4 млн. € или 1.044 млрд. лв.



4. Препоръки за управление на рисковете на пазара на горивата

Препотвърждаваме нашите препоръки за управление на рисковете за намаляване на българската конкурентоспособност и за по-ниски приходи от косвени данъци върху течните горива от доклада от юни и декември 2016²⁶.

Към тях добавяме следното:

1. Необходима е промяна на Закона за защита на конкуренцията, в частта свързана с Комисията. Председателят ѝ следва да бъде с икономическо, а не юридическо образование, за да се гарантира професионалната му подготовка; членовете на комисията следва да са с преобладаващо икономическо образование; служителите трябва да имат подготовка за извършване на иконометрични анализи;
2. По аналогия с други пазари в ЕС е нужно да се въведе изискване за предоставяне на пазарна информация на трети страни – информационни платформи, които да я предоставят безплатно и в удобен вид, (чрез мобилни приложения, интернет сайтове) на потребителите с цел увеличаване на пазарната сила на купувача;
3. Да се направят съответните промени в Закона за ДДС, Закона за акцизите и Закона за данъчните складове, които да улеснят навлизането на нови пазарни участници, като супермаркети и независими търговци, които имат доказан положителна ефект върху пазарната структура и цените.

Бележки

¹ Решение № 318 от, 28.03.2017 г., по производство по преписка КЗК № 98/25.02.2016 г. по решение на КЗК № 143/25.02.2016 г. за установяване на евентуално извършено нарушение по чл. 15, ал. 1 от ЗЗК и/или чл. 101 от ДФЕС.

² Решение № 479 04.05.2017 г.

³ Решение № 318, стр. 76

⁴ Пак там, стр. 77

⁵ Пак там, стр. 79

⁶ Пак там, стр. 103

⁷ Решение № 479 стр. 2

⁸ Пак там.

⁹ Пак там, стр. 13

¹⁰ Нашите аргументи се отнасят до задълженията чл. 7, ал 2. където е посочено, че КЗК следва да определя положението на предприятията на съответния пазар по приета от комисията методика

¹¹ http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/EN/Sector%20Inquiries/Fuel%20Sector%20Inquiry%20-%20Final%20Report.pdf?__blob=publicationFile&v=14

¹² <https://papers.tinbergen.nl/06106.pdf>

¹³ <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=19191>

¹⁴ Еластичността на търсенето $E_p = \frac{p \cdot f'(p)}{f(p)}$, където E_p е еластичността на търсенето, p е цената, $f'(p)$ е производната функция на зависимостта между потреблението и цената, $f(p)$ е функцията на зависимостта между потреблението и цената. При $0 < E_p < 1$, ценовата еластичност е ниска и търсенето не е чувствително към промени в цената. $f(p)$ е изведена на базата на усреднени месечни цени с косвени данъци от Бюлетина на Европейската комисия и месечни данни за потреблението на горива на НСИ.

d BG diesel

Percentiles		Smallest		
1%	-.0807	-.1665	Obs	233
5%	-.0357	-.1265		
10%	-.0212	-.0807		
25%	-.0062	-.077		
			Sum of Wgt.	233
50%	0		Mean	-.0016283
		Largest	Std. Dev.	.0252951
75%	.0029	.0704	Variance	.0006398
90%	.0166	.0878		
95%	.0268	.0893		
99%	.0878	.0973		
			Skewness	-1.103934
			Kurtosis	15.36462

d BG euro 95

Percentiles		Smallest		
1%	-.0834	-.1217	Obs	233
5%	-.0369	-.1104		
10%	-.0227	-.0834		
25%	-.0065	-.0684		
			Sum of Wgt.	233
50%	0		Mean	-.0015433
		Largest	Std. Dev.	.022781
75%	.0053	.0532	Variance	.000519
90%	.0139	.0893		
95%	.028	.0942		
99%	.0893	.0995		
			Skewness	-.5600547
			Kurtosis	12.12548

d urals

Percentiles		Smallest		
1%	-.1058	-.1681	Obs	233
5%	-.0722	-.1097		
10%	-.0512	-.1058		
25%	-.0231	-.1031		
			Sum of Wgt.	233
50%	-.0024		Mean	-.0022708
		Largest	Std. Dev.	.0437469
75%	.0148	.1458	Variance	.0019138
90%	.0438	.1473		
95%	.0725	.1604		
99%	.1473	.178		
			Skewness	.5367603
			Kurtosis	6.185858

15

16 Данните на модела за бензина са:

Source	SS	df	MS			
Model	2902116.56	1	2902116.56	Number of obs =	233	
Residual	327918.386	231	1419.56011	F(1, 231) =	2044.38	
Total	3230034.94	232	13922.5644	Prob > F	= 0.0000	
				R-squared	= 0.8985	
				Adj R-squared	= 0.8980	
				Root MSE	= 37.677	

bgeuro95	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
urals	5.790094	.1280575	45.21	0.000	5.537784	6.042404
_cons	262.4127	7.994614	32.82	0.000	246.661	278.1644

Данните за дизеловото гориво са:

Source	SS	df	MS	
Model	3564049.17	1	3564049.17	Number of obs = 233
Residual	538237.675	231	2330.03322	F(1, 231) = 1529.61
				Prob > F = 0.0000
				R-squared = 0.8688
				Adj R-squared = 0.8682
Total	4102286.84	232	17682.2709	Root MSE = 48.27

bgdiesel	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
urals	6.416527	.1640625	39.11	0.000	6.093277 6.739777
_cons	264.1654	10.2424	25.79	0.000	243.9849 284.3459

¹⁷ http://www.lukoil.bg/Main.do?actionName=company_cards

¹⁸ <http://www.lukoil.bg/Lukoil/Main.do?menuItemKey=1744-101&layoutKey=1746-233>

¹⁹ <http://www.eko.bg/Text.aspx?menuitemid=713&lan=1>

²⁰ <https://www.shellsmart.com/smart/index.html?site=bg-bg>

²¹ [http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=DAF/COMP\(2009\)12/9&docLanguage=En](http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=DAF/COMP(2009)12/9&docLanguage=En)

²² http://www.autoritedelaconcurrency.fr/user/standard.php?id_rub=127&id_article=239

²³ <http://www.mediapool.bg/totalen-monopol-na-lukoil-pri-skladovete-za-goriva-news262274.html>

²⁴ Междинен доклад за течните горива, ЦАУР, декември 2016

²⁵ 1) с коефициентите за плътност превръщаме в литри месечните данни от НСИ за доставката в страната на бензин и дизел за периода от 2012 до 2015; 2) изчисляваме средното отклонение на оценените разходи и печалби от горивата на България от тези на ЕС 27 за периода от 2008 до октомври 2012; 3) с полученото средно отклонение изчисляваме, какви биха били оценките за разходите и печалбите от горивата в България, ако го нямаше тяхното нарастване; 4) изваждаме от отчетените оценки за разходите и печалбите за целия период 2008-2016 получените на стъпка 3); 5) от получените оценки за разликите изчисляваме средно месечните; 6) умножаваме средно месечните ценови разлики с доставените месечно литри горива и оценяваме окончателното завишаването на месечните печалби за съответното гориво в България.

²⁶ **Препоръки за противодействие на злоупотребата с господстващо положение чрез цените на течните горива ЦАУР от юни и декември 2016**

Комисията за защита на конкуренцията следва да направи публично достояние информацията за:

- 1) цените на вноса на суровия петрол и списъкът на доставчиците;
- 2) стойността и структурата на всички разходи на рафинерията;
- 3) цените на продажба на едро на горивата;
- 4) условията на договорите за продажба на едро и на договорите за съхранение на горива в своите акцизни складове.
- 5) Освен това КЗК трябва да установи дали Агенция „Митници“ са възстановили измервателните устройства по продуктопровода Росенец – Илиянци и дали се предават онлайн данните от системите, които бяха премахнати при предишното правителството с промяната на Наредба №3.

Народното събрание следва да:

- 1) Въведе изискване за пълно отделяне на собствеността на преработващата фирма от тази на фирмите за съхранението и транспортирането на горивата;
- 2) Да се задължат собствениците на данъчните складове да декларират, че отсъства свързаност между тях. Сигурната мярка е „Лукойл“ да бъде принуден със закон да продаде акцизните складове за гориво на несвързани с него фирми;
- 3) Най-рационално е държавата да изкупи акцизните складове за гориво включително за нуждите на задължителни запаси от горива по категории нефтопродукти, съгласно Договора за присъединяване на Република България към ЕС и § 3 на Заключителните разпоредби на ЗЗЗНН, за 50 дни. Съхранението на горивата е печеливш бизнес – наемите ще позволят вложените средства да се възстановят за няколко години.

Министърът на финансите следва да осигури следното:

- 1) Агенция „Митници“ да обяви публично резултатите от ревизията си на вноса и декларирането на данъци за суровия петрол; и да установи заедно с „Гранична полиция“ българския суверенитет (вкл. безусловен митнически и граничен контрол) върху терминал „Росенец“.**
- 2) Националната агенция за приходите да направи ревизия на „Лукойл Нефтохим Бургас“ и на „Лукойл България“, и да поиска от швейцарските данъчни власти да ѝ представят данни за насрещна проверка на „LITASCO GROUP“;**
- 3) До законодателните промени, като временна мярка, да бъде изпълнена препоръката на ЕК и България да подпише споразумение със съседните страни членки за използване на данъчни складове, с цел преодоляване практическия монопол на Лукойл;**
- 4) Министърът на финансите да направи отчет на резултатите от въведените според закона измервателни уреди за доставката на суров петрол, за износа на горива и деривати и за количествата горива, излезли от акцизните складове и да се произнесе публично имало ли е и има ли нелегален внос/износ на петрол и производните му продукти от страната и укриват ли се количества суров петрол и течни горива.**

Следва да бъдат повишени акцизите на бензина и дизела до средните равнища за ЕС, за да бъде стеснено пространството за злоупотреба с господстващо положение на пазара от страна на картела и бюджетът да не продължи да пропуска приходи от косвени данъци върху горивата, които получават останалите страни-членки.

**МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ,
ОКТОМВРИ 2017**

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Този доклад прави сравнителен анализ на последиците за потребителите от повишаването на цената на природния газ. Предметът не се оценява положително или отрицателно, анализира се единствено с оглед да се установят възможните варианти на последиците.

При изготвянето на доклада, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация. Данните, анализите и мненията са базирани на коректно посочените източници. Анализът и прогнозите не изразяват политически пристрастия; не третират предмета на анализа положително или отрицателно; не дават аргументи за ползата или за вредата от несигурността; третират я единствено от гледна точка на опитите за управление на рисковете.

Авторите не носят пряка или косвена отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. Може да се цитира само за административни, изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

RAM© 2017. Всички права запазени

**Резюме**

В момента пазарът в страната продължава да е ниско ликвиден, като се запазва доминиращото положение на Газпром на външния пазар и на Булгаргаз – на вътрешния. Заради по-ниските цени и студената зима, расте вътрешното потребление на природен газ.

Идентифицираме три важни рискови въздействия: дългосрочната тенденция за намаляване на цената на природния газ, въвеждане на новите правила за разпределяне на капацитет в преносната мрежа и подобрената перспектива за газови доставки от Южното направление през Гърция.

Анализирана е динамиката на цените на природния газ в страната и са посочени факторите за трайния спад и тяхното намаление и задържане след 2015. Изведени са дългосрочните фактори за динамика на цените на петрола, които основно са определили намалението. Сравнена е динамиката на цените на природния газ в България с тези в ЕС и САЩ. Проследени са ефектите върху потреблението, правилата за разпределяне на капацитет за пренос и перспективите за газовото предлагане в Югоизточна Европа. Направени са заключения.

Направено е заключението, че тези въздействия ще доведат до развитие на пазара в посока към увеличено предлагане, конкурентни цени и развитие на вътрешното потребление.

**Рисков контекст**

Цената на природния газ за четвъртото тримесечие на 2017¹, които КЕВР определи в края на септември², е 32,26 лв./MWh, което е намаление със 7,4% спрямо предишния регулаторен период. Основен фактор за намалението е понижение курс на щатския долар – с 6,66% спрямо предишния период. Въпреки намалението на цените на петрола в периода май-юли, те са по-високи в сравнение с тези, формирали цената на природния газ за третото тримесечие – с между 3,6% - 5,9%. Цените на петрола растат включително и към началото на настоящия регулаторен период, като в края на октомври цената за сорт „Брент“ премина границата от 60\$ за барел.

От началото на октомври влязоха в сила нови правила за разпределяне на капацитет в газопреносната система. Промяната произтича от изискванията за хармонизиране на правилата за достъп до газопреносните системи на ЕС, заложи в Регламент (ЕС) № 984/2013 и отменящият го нов Регламент (ЕС) № 2017/459. Въвежда се нов входно-изходен тарифен модел, според който „Булгартрансгаз“ предлага цени за достъп и пренос за входно-изходни точки на газопреносната система. Дружеството предложи и КЕВР прие моделът да обедини национална газопреносна мрежа (НГПМ) и газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП), които работят при едни и същи технологични условия³.

През септември Министерството на регионалното развитие и благоустройството издаде разрешение за строеж на интерконектора България и Гърция – ICGB, като строителството се очаква да започне в средата на 2018. В началото на

октомври гръцката компания Gastrade и държавната DEPA подписаха споразумение за сътрудничество относно изграждането на терминала за втечен газ при Александруполис⁴. По време на посещението на Доналд Тръмп в Гърция в средата на месеца, той заяви, че страната е сред най-перспективните входни точки за доставки на втечен природен газ⁵.

Започна делото срещу увеличението на цената на природния газ, по искане на прокуратурата, която оспори ценовото решение на КЕВР от 1 април тази година⁶.



Детерминанти и динамика на цените на природния газ в България и ЕС

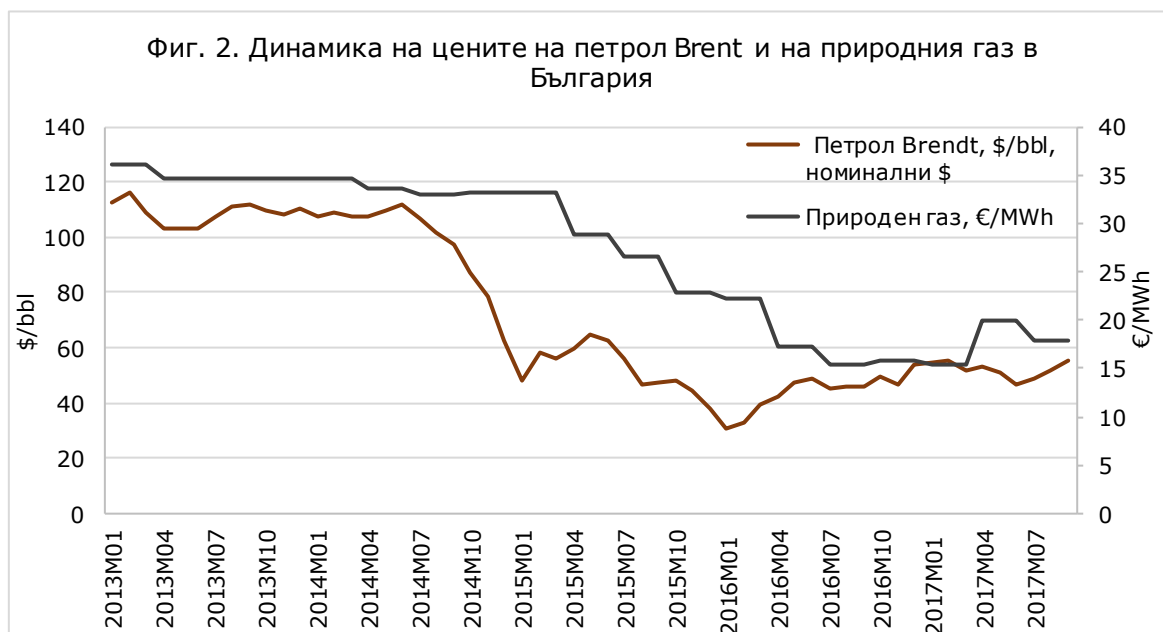
Цените на природния газ спаднаха значително в последните пет години. За първото тримесечие на 2013, с началото на действието на новия договор с Газпром, цената за 1000 куб. м. беше 656,47 лв., което трансформирано в енергийни единици се равнява на 36 €/MWh. Рязкото намаление на цените започна през второто тримесечие на 2015, като от 33,16 €/MWh (603,14 лв./ 1000 куб. м.) спадна до 28,78 €/MWh (523,72 лв./ 1000 куб. м.), или с 13,1%, за третото цената намалю до 26,61 лв./MWh, (484,26 лв./ 1000 куб. м.) или - 7,5%, за четвъртото – до 22,81 €/MWh (415,2 лв./ 1000 куб. м.), или -14,2%. Най-рязкото намаление е за второто тримесечие – от 22,28 €/MWh (405,56 лв./1000 куб. м.) на 17,15 €/MWh (312,21 лв./ 1000 куб. м.) или -23%.

За целия период от началото на 2015 до началото на 2017 намалението е с общо 54%.



Източници: КЕВР, ЦАУР

Основна причина за това е намалението на цените на петрола и петролните деривати. За втората половина на 2014, цената на петрола намалю с 40%, за цялата 2015 намалението е с 22%. През януари 2016 средната цена на петрола Brent достигна 30\$/барел. След това започна да расте бавно като в 2017 се движеше основно в границите между 45 - 55\$/барел.



Източници: КЕВР, Световна банка, ЦАУР

Както сме посочвали, причините за тази динамика са слабото търсене, увеличеното предлагане на петрол и трудностите на ОПЕК да ограничава производството.

Бавният икономически ръст основно в ЕС, но и забавянето в Китай детерминират ограниченото търсене. Непрекъснато намалява средният разход на автомобилните двигатели⁷ и расте дялът на електромобилите. Търсенето на петрол ще расте в следващите години, вероятно с темп, който не надвишава 1% годишно⁸, като ръстът ще зависи все повече от увеличаването на благосъстоянието в развиващите се икономики.

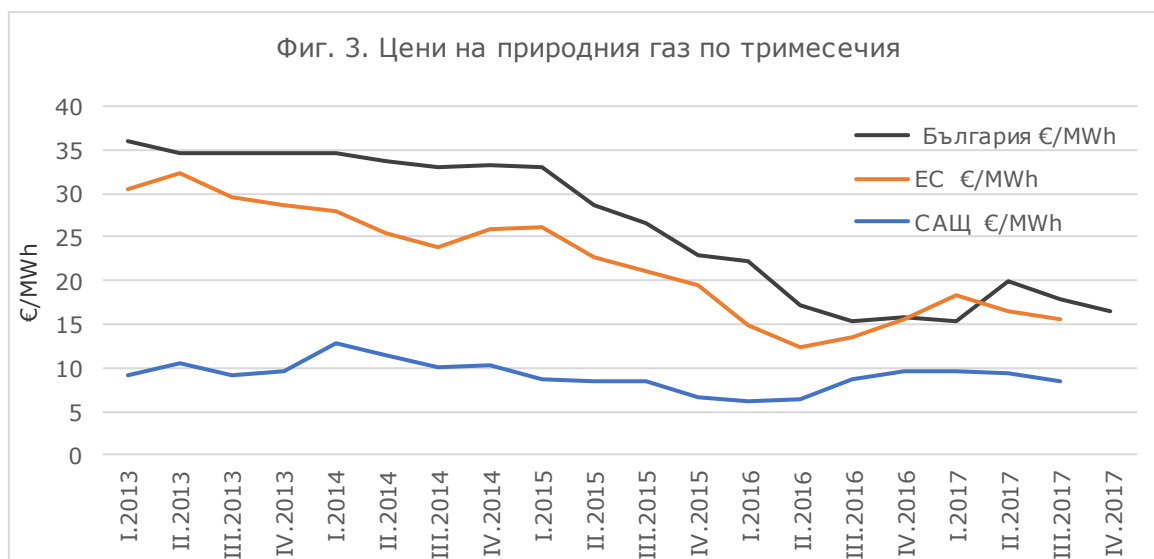
Производството на шистов петрол в САЩ за периода 2010 – 2016 расте с 61%. След като Иран постигна споразумение относно ядрената си програма, отпадането на санкциите откриха достъп до замразен капитал за над \$100 млрд. и отвориха страната към инвестиции в енергийни проекти за над \$200 млрд.⁹.

В същото време, от началото на годината членките на ОПЕК намалиха производството с около 1,8 млн. барела на ден, или около 4,5%, спрямо годишното производство за 2016. Въпреки това, след март цените отново спаднаха достигайки средно \$46 през месец юни, включително и заради ръста на производството в Нигерия и Либия, за които не се отнася решението на ОПЕК за ограничаването на производството.

Нашето допускане, е че световното търсене плавно ще расте; сътрудничеството между членовете на ОПЕК и други производители като Русия ще остане достатъчно стабилно, поне в краткосрочен план. Компаниите – лидери преориентират инвестициите и производственото си портфолио с цел ръст на доставките¹⁰. Тези фактори, според нас, ще доведат до стабилизиране на цената на нивата от есента на 2017, но цени от порядъка на 100\$/барел вече са невъзможни.

Под въздействието на тези основни фактори намалява и цената на природния газ в Европа, като отчитаме сближаване на цените в България с тези в ЕС и заедно с това

доближаването им до тези в САЩ (Фиг. 3).



Източници: КЕВР, Световна банка, ЦАУР

Цената на природния газ намалява в ЕС под въздействието на същите фактори. За целия период 2013-2017 намалението е с 49%. Намалението, за разлика от това за България, започва още от 2013, с 11% в края на годината спрямо най-високата цена от 32,29 €/MWh. До третото тримесечие на 2014 намалението е с 26,5%, а от началото на 2015 до второто тримесечие на 2016 - 52,5%.

Цената на природния газ в САЩ намалява в приблизително същите периоди. От началото на 2014 намалението е от 12,91 €/MWh до 6,12 €/MWh или с 52,6%. Тази динамика се развива в доста по-тесни граници на ценова вариация, защото в САЩ не съществуват индексирани с цените на петрола договори за доставки на природен газ.

Цените в европейските газови хъбове са по-високи в сравнение с тези от 2016, когато през по-топлите месеци от годината бяха на нива под 15 €/MWh. Заради студената зима, цените в най-ликвидния европейски хъб, TTF, достигнаха и надминаха 20 €/MWh, но след това спаднаха до средно 15,6 €/MWh¹¹. Средната цена в хъбовете в ЕС за второто тримесечие на годината е около 16 €/MWh. Така, във втората половина на 2017 цените на ликвидните газови хъбове са от порядъка на 2-3 €/MWh по-ниски тези по индексирани спрямо петрола доставки от Русия.

Доставките на втечен газ в ЕС за 2016 са в обем от 51 млрд. куб. м., което е около 12% от общото потребление и 15% от обема на световната търговия¹². За 2017, доставките се оценяват на около 16% от общия обем на световния внос, като нарастват с 10% на годишна база спрямо 2016. Основният вносител е Катар, въпреки политическата криза, между държавата и нейните съседи, с дял от 45% от общите доставки. Останалите ключови вносители са Нигерия с 21%, Алжир с 15%, Перу – 7% и Норвегия – 6%. Пазарният дял на САЩ е 2%.

Променя се географията на доставките на втечен природен газ, като фокусът на доставките се измества от Северна към Южна Европа. Ръстът в Гърция е 222%, във

Франция – 50%, в Италия – 49%, Португалия – 40% и Испания – 13%. За пръв път има доставки на втечен газ от САЩ на ликвидните пазари във Великобритания и Холандия. Другите дестинации на американския газ са Италия, Полша и Португалия. В края на годината се очаква тези доставки да се увеличат, защото ще започне да работи терминалът за втечняване в Коув Поинт, който се намира на брега на Атлантическия океан и е предназначен за доставки към Европа.

Цените на втечения газ на ликвидните пазари на ЕС, където има доставки, следват близо борсовите цени. Най-високи са през зимата на 2016-2017 година, като надхвърлят 20 €/MWh, но след март спадат до около 15 €/MWh.

Заклучения

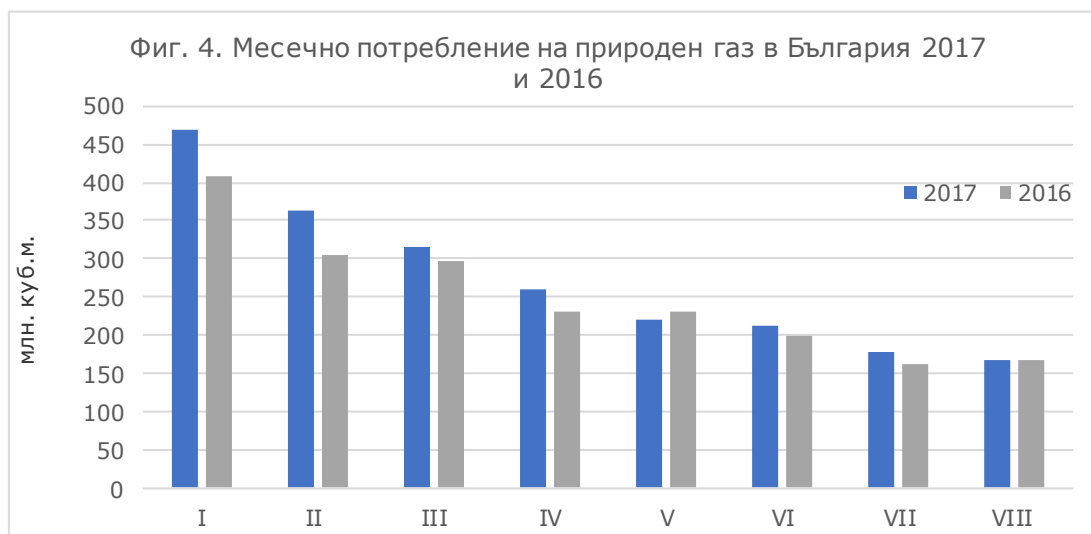
1. От средата на 2016 цените в ЕС – както тези по дългосрочни, индексирани спрямо петрола договори, така и в хъбовете, са на исторически най-близки спрямо тези в САЩ нива. Разликата между борсовите цени и цените на доставките по индексирани договори от Русия са много малки.
2. Цените на петрола са основния фактор за намаляването на цените на природния газ в България и в ЕС, където около 30% от потреблението е обвързано с индексирани цени.
3. Променя се картината на доставките на втечен газ, като фокусът им се измества към Южна Европа. Потреблението продължава да расте, а цените на втечения газ се изравняват с борсовите цени.



Ефекти върху потреблението

Поради динамиката на цените и нейните детерминанти пазарът на природен газ в ЕС за последните пет години стана по-ликвиден.

В България отскоро потреблението расте – поради ниските цени и студената зима. Общо за първите 8 месеца на годината потреблението е в обем от 2,185 млрд. куб. м., което е почти 10% повече от това за 2016. Най-голям е ръстът за февруари от 19%, за януари – от 15%, за април – 13%. Расте потреблението и в по-топлите юни (6%) и юли (9%), което не може да се дължи на климатични фактори и най-вероятно е първи ефект от понижението на цените.



Източник: НСИ

Потреблението за 2016 беше общо 3,2 млрд. куб. м. За 2015 - 3 млрд. куб. м. Очакваме, че за тази година то ще бъде с 6-8 % по-високо от миналогодишното: 1) При запазване на същото оставащо до края на годината месечно потребление като миналогодишното, това за 2017 ще бъде около 3,4 млрд. куб. м.; 2) Ако се запази средномесечния ръст на потреблението, включително от екстремно студените месеци, потреблението ще достигне до максималните 3,47 млрд. куб. м.

Съществува устойчив ръст на потреблението в ЕС след 2014, когато общо то е 383 млрд. куб. м.: за 2015 този ръст е 4,2%, или 399,1 млрд. куб. м., а за 2016 – 7,4%, или 428,8 млрд. куб. м.¹³. Потреблението в ЕС расте със средно 6% за първото тримесечие на 2017 спрямо 2016 и с 11% за второто. Въпреки това, потреблението за 2016 остава с 13,8% по-малко от рекордното потребление в 2010, когато е почти 500 млрд. куб. м.

Увеличаването на ръста на БВП и съпътстващата го икономическа активност, динамиката на цените и увеличаването на дела на производството на електроенергия от природен газ са основните фактори за този растеж. Общо, доставките към ТЕЦ на природен газ растат с 21% за първото тримесечие на 2017, като най-голям ръст има във Франция (97%), Холандия (44%) и Гърция (23%). За второто тримесечие ръстът е 13%, като причината за това следва да се търси не толкова в климатичните вариации, колкото в нуждата да се балансират мощностите на ВЕИ.

Важно е да отбележим, че ниските цени доведоха до увеличаване на конкурентостта на генерацията от природен газ. Мерна единица за това е спредът „чиста искра“ (clean spark spread), който измерва печалбите на централите на природен газ. За Великобритания и Белгия, неговата стойност в края на 2016 надхвърля 30 €/MWh. Спредът на генерацията от въглища за 2016 е отрицателен. За Великобритания 21 април 2017 в първият ден без генерация от въглища в електроенергийния микс на страната от началото на индустриалната революция¹⁴. Общият обем на производството на електроенергия от природен газ за ЕС в края на 2016 достигна 60 TWh, което надхвърля предишната най-висока стойност от 50 TWh в 2010.

Заклучения

Цените на природния газ в ЕС леко нарастват за 2017 в сравнение с 2016, но са далеч от нивата през 2012-2013. Потреблението расте, увеличава се делът и се разширява географски пазарът на доставки на втечен природен газ.

Производството на електроенергия от природен газ е конкурентно на това на въглища и с увеличаване на цените на емисиите на въглероден диоксид тази тенденция най-вероятно ще се запази. В България потреблението на природен газ също нараства, за трета поредна година.



Правилата за разпределяне на капацитет за пренос

Мрежовият кодекс относно правилата за балансиране (Регламент (ЕС) № 312/2014) е задължителен от 1 октомври 2015¹⁵. Той е т. н. втори мрежови кодекс, като първия се отнасяше до механизмите за разпределяне на капацитет. Регламент (ЕС) № 312/2014 цели хармонизиране на правилата за балансиране, така че количествата на входа на една преносна система да отговарят на тези на изхода, с помощта на пазарни механизми. Тези механизми следва да стимулират пазарните участници да компенсират системните дисбаланси.

След 1 октомври 2015 „Булгартрансгаз“ предложи временни мерки за балансиране на пазара: „алтернативна платформа за балансиране“, временни такси за дисбаланс, допускане на толеранс от $\pm 5\%$ допустимо отклонение от резервирания дневен капацитет и създаване на виртуална търговска точка за покриване на дисбалансите, която действа от 2016. Причините за тези временни мерки са ниската ликвидност на българския газов пазар, наличието на доминиращ доставчик, липсата на алтернативни източници на доставки и малкият обем на потребление.

Според Регламента, разликите в количествата на входа и изхода на системата следва да се балансират с финансови средства, (чрез платформа за търговия), на базата на пределни (маргинални) или средно претеглени цени на база извършените пазарни транзакции или извършване на промени на собствеността на виртуалната търговска точка. До момента не бяха въведени финансови транзакции и натрупаните дисбаланси се анулираха физически.

Във връзка с това „Булгартрансгаз“ предложи и КЕВР прие въвеждане на разходна компонента на цената на природния газ за балансиране за газова година 01.10.2017 – 30.09.2018 г. в размер на 0,78 лв./MWh. Тази такса бе въведена от 01.05.2017 в размер на 0.9087 лв./MWh. Причината е предложеният нов входно – изходен модел за определяне на тарифите за пренос и транзит на природен газ. Той изисква въвеждане на отделни тарифи за определени входно-изходни точки за внос и износ на газ, в зависимост от това дали периода на резервиране на капацитет е годишен или месечен.

Новият модел за ценообразуване определя следните входно-изходни точки:

- Входно/Изходна точка „Негру Вода/Кардам“;
- Входна зона „Местен Добив“;
- Изходна зона „България“;

- Входно/Изходна точка „Русе/Гюргево“;
- Входно/Изходна точка „Кулата/Сидирокастро“;
- Изходна точка „Странджа/Малкочлар“;
- Изходна точка „Кюстендил/Жидилово“
- Входно/Изходна точка „ГИС Чирен“.

Приходите на дружеството се определят по съотношение 90% от цена за достъп на 10% от цена за пренос, като съотношението на разпределение им в цената за достъп по входни и изходни точки е 50% от входните точки и 50% от изходните точки.

В доклада за прилагането на Временните мерки, дружеството предлага постепенно отпадане на временните мерки за прилагане на регламента за балансиране: отмяна на алтернативната платформа за балансиране от 01.10.2018, намаляване на толеранса до $\pm 3\%$ до 01.10.2018 и отмяната му след 15.04.2019, отпадане на временната такса за дисбаланс и пълно въвеждане на финансовите механизми за балансиране от 15.04.2019¹⁶.

Заклучения.

България е последната държава в ЕС, която не е приела мрежовия модел за ценообразуване на преноса и разпределяне на капацитета в газопреносната мрежа. Причините са в политически забавения процес на либерализиране на сектора, наличието на един доставчик и слабото развитие на местния пазар, поддържано от исторически високите цени на природния газ. С нововъведенията ще бъдат дисциплинирани търговците – вероятно основно малките доставчици, ще бъде направена важна крачка към либерализиране на пазара и към изграждането на платформа за търговия.



Перспективата за газовото предлагане в Югоизточна Европа

1. *Относно Южното направление.* През 2015 плаващият терминал за втечняване на природен газ в Александруполис има значителен шанс, след като бе поставен отново в списъка на Проектите от общ интерес под общото наименование „терминал за втечняване в северна Гърция“. Във втората половина на 2017 този терминал има значителни шансове за реализация. Гръцката компания Gastrade обяви в края на август конкурс за изграждането му¹⁷. Интерес към проекта имат американската Tellurian Energy, навлизаща на пазара за доставки на втечнен газ и БЕХ.

Съществен риск за проекта е отношението на гръцкия оператор на преносна мрежа, DESFA, който разглеждаше проекта за терминал при Александруполис като конкурентен на действащия терминал в Ревитуса¹⁸. В момента DESFA осъществява разширяването на този терминал. Рискът за България се състои в това, че доставките на втечнен природен газ са практически възможни единствено от терминал в северна Гърция, в близост до преносната мрежа и особено до интерконектора България-Гърция IGB.

Срещите на високо ниво в последните месеци значително намалиха този риск. По

време на срещата си с президента на Гърция, Доналд Тръмп заяви, че оценява високо ролята на страната за енергийната сигурност на Европа, чрез подкрепата ѝ за Транс-Адриатическия тръбопровод, интерконектора България-Гърция и терминалите за втечен газ¹⁹. Президентът на Гърция също потвърди съгласието за изграждането на втория терминал за втечен природен газ. По този начин намаля несигурността относно терминала в Александруполис. Гърция може в перспектива да се превърне във входен източник за втечен газ от САЩ, от Източното Средиземноморие и Катар, което бе предвидено от ЦАУР.

Нараства и вероятността за изграждането на тръбопровода, свързващ Израел и Кипър с Гърция²⁰. Израел към момента разполага с повече от 900 млрд. куб. м. доказани резерви, като доставките от находището Левиатан (500 млрд. куб. м.) се очаква да започнат в 2019.

2. Относно Североизточното направление. В началото на август Сенатът на САЩ прие засилване на санкциите насочени срещу Русия. Новите санкции са насочени и към компании, които участват в руски проекти за проучване и добив на нефт и газ в извънтериториални води и проекти за изграждане на преносна инфраструктура²¹. Това доведе до спиране на проучване за нефт и газ от страна на Роснефт в Черно море²². Официално посочените причини са сложната макроикономическа обстановка, санкциите срещу Русия и липсата на необходимо оборудване²³.

Американската компания Еххон и италианската Епi са партньори на руската компания в този проект. Еххон ще трябва да суспендира участието си, както в този проект, така и по постигнатото още в 2012 споразумение с Роснефт за проучвания на перспективни находища в Сибир и Арктическият океан. Откритото в 2014 находище в Карско море няма да може да бъде разработено. Практически Еххон ще трябва да се оттегли от руските си операции, защото новите санкции забраняват, както сътрудничеството и трансфера на технологии към руски компании, така и взаимоотношения с изпълнителния директор на Роснефт Игор Сечин.

В същото време, през септември Total започна втория етап от проучването на блока „Хан Аспарух“ в Черно море. Проучването, което ще се проведе на 90 км от брега и на 14 км от предишното сондиране, трябва да предостави допълнителни данни за наличието на въглеводороди в блока. В края на 2016 компанията обяви, че е открила нефт в Черно море²⁴.

Заклучения

Налагат се направените от нас още в 2015 изводи, че предлагането на газ от Южното направление ще нарасне за сметка на традиционните източници. Съществува силна политическа подкрепа от Брюксел и Вашингтон и това намалява рисковете за изграждането на нова газова инфраструктура, която да осъществи тези доставки

Санкциите на САЩ срещу руския енергиен бизнес започват да дават резултати, като операциите на Газпром и Роснефт ще бъдат затруднени. Има вероятност поради санкциите да бъде затруднен и „Турски поток“²⁵, който е единственият значим и рисков за намаляване на транзита през България проект.

Налице е реална възможност България да разполага със собствен добив на нефт и газ.

Бележки

- ¹ Цената по която Булгаргаз продава природен газ на крайни снабдители и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа.
- ² http://www.dker.bg/uploads/reshenia/2017/res_c-22_17.pdf
- ³ <http://www.dker.bg/uploads/reshenia/2017/res-ngp1-2017.pdf>
- ⁴ <https://www.reuters.com/article/greece-energy-natgas/greek-firm-gastrade-signs-Ing-deal-with-state-owned-depa-idUSL8N1MM1T0>
- ⁵ <https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2017/10/17/remarks-president-trump-and-prime-minister-tsipras-greece-joint-press>
- ⁶ http://www.dnevnik.bg/biznes/2017/09/19/3044248_deloto_sreshtu_po-visokata_cena_na_parnoto_i_toplata/
- ⁷ <https://www.eia.gov/opendata/qb.php?category=711246&sdid=TOTAL.MVFCRUS.A>
- ⁸ <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf>
- ⁹ <http://money.cnn.com/2017/07/11/news/economy/iran-oil-investment-projects/index.html>
- ¹⁰ <http://www.bbc.com/news/business-37832575>
- ¹¹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q2_2017.pdf
- ¹² GIINL, 2017. International Group of Liquefied Natural Gas Importers.
- ¹³ <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- ¹⁴ https://twitter.com/Grid_Media/status/855324680076484608
- ¹⁵ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32014R0312>
- ¹⁶ https://www.bulgartransgaz.bg/files/useruploads/files/amd/Report_vremenni_merki_REVISION.pdf
- ¹⁷ <https://energypress.eu/gastrade-announces-tender-alexandroupoli-fsru-pipelines/>
- ¹⁸ <https://energypress.eu/desfa-sees-alexandroupoli-Ing-unit-revythoussa-rival/>
- ¹⁹ <https://www.neweurope.eu/article/trump-tsipras-see-greek-role-eu-energy-security/>
- ²⁰ <https://www.reuters.com/article/us-greece-israel-natgas/greece-israel-cyprus-to-speed-up-mediterranean-pipeline-efforts-idUSKBN1962XK>
- ²¹ <https://www.reuters.com/article/us-usa-trump-russia-sanctions-factbox/factbox-what-do-the-new-u-s-sanctions-on-russia-target-idUSKBN1AL0K1>
- ²² <http://www.businessinsider.com/rosneft-black-sea-license-sanctions-2017-10>
- ²³ <http://tass.com/economy/973033>
- ²⁴ <https://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/3q16-results.pdf>
- ²⁵ <https://www.forbes.com/sites/kenrapoza/2017/07/20/fearing-global-sanctions-russia-speeds-up-turkish-stream-gas-pipeline/#4e7ecb0b58c5>

**МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА РИСКОВЕТЕ ЗА
КОНКУРЕНЦИЯТА НА ПАЗАРА НА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА,
ДЕКЕМВРИ 2017***



Докладът съдържа Молба до Европейската комисия, Генерална дирекция за конкуренция за извършване на секторно разследване на пазарите на течните горива, за установяване и прекратяване на неправилно прилагане от Комисията за защита на конкуренцията на Република България на чл. 101 от ДФЕС и за налагане на санкции на дружествата-нарушители по чл. 23 и чл. 24 от горепосочения регламент. Последниците от неправилното прилагане от КЗК на европейското законодателство за защита на конкуренцията усилват рисковете за щети за българските потребители на течните горива.

При изготвянето на доклада, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните и анализите са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада. Анализът и изложението не изразяват политически и други пристрастия; третират предмета обективно и съобразно фактите. Документът третира темата и от гледна точка на конкурентоспособността на икономика и разходите на домакинствата.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници; не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, а от академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

© RAM 2017. Всички права запазени.



Резюме

ЦАУР стига до извода, че националните институции на страната и специално КЗК, на която това е задължение според специалния закон, не са в състояние или не желаят да защитят конкуренцията на пазара на течните горива в България.

Поради тази причина текущия доклад е предназначен да проектира молба за съдействие от Европейската комисия и от Главна дирекция за конкуренцията за спазване на Договора за функциониране на Европейския съюз и свързаните с него Регламенти за защита на конкуренцията на пазара на течните горива в България.

Съдържание

<u>Въведение</u>	3
<u>Действията на КЗК</u>	4
<u>Практиката на КЗК по казуса</u>	5
<u>Аргументи за неправилното прилагане на ДФЕС от КЗК</u>	5
<u>За неправилно предявяване на твърдението за нарушение.</u>	5
<u>За непълнота на анализа и заключенията</u>	6
<u>За липса на заключения от събраните доказателства за съгласувана практика</u>	7
<u>За абсурдност на решението на КЗК</u>	7
<u>Други аргументи</u>	8
<u>Заключение</u>	8

comp-market-information@ec.europa.eu.

European Commission
Directorate-General for Competition
B-1049 Brussels
Belgium



Въведение

На основание чл. 7 на Регламент на Съвета (ЕС) № 1/2003 от 16 декември 2002 г. внасяме молба за извършване на секторно разследване на пазарите на течните горива, за установяване и прекратяване на неправилно прилагане от Комисията за защита на конкуренцията (КЗК) на Република България на чл. 101 и чл. 102 от Договора за функциониране на Европейския съюз (ДФЕС) и за налагане на санкции на дружествата-нарушители по чл. 23 и чл. 24 от горепосочения регламент.

Призоваваме Европейската комисия на основание чл. 105 и чл. 258 от ДФЕС да разследва и издаде становище/решение по посоченият от нас случай на нарушаване на конкуренцията на пазарите на течни горива на Република България.

**Действията на КЗК**

КЗК се самосезира след извършен секторен анализ по преписка № КЗК-403/2015 г. и изведени заключения в Решение на КЗК № 143/25.02.2016 г., относно наличието на конкурентноправни проблеми при ценообразуването на пазарите на търговия на дребно с бензин и дизелово гориво. На основание чл. 38, ал.1, т.1 от българския Закон за защита на конкуренцията (ЗЗК) бе образувано производство по преписка КЗК №98/25.02.2016 по решение на КЗК №143/25.02.2016 г. за установяване на евентуално извършено нарушение по чл. 15, ал. 1 от ЗЗК и/или чл. 101 от ДФЕС от страна на „Шел България“ ЕАД, „Ромпетрол България“ ЕАД, „Еко България“ ЕАД, „ОМВ България“ ООД, „Петрол“ АД, „НИС Петрол“ ЕООД, „Лукойл България“ ЕООД¹, изразяващо се в забранено споразумение и/или съгласувана практика. С Решение № 178/16.03.2016 г., на основание чл. 38, ал. 1, т. 1 от ЗЗК, КЗК конституира като ответна страна по преписката и сдружение „Българска петролна и газова асоциация“.

С Определение № 797 от 10.10.2016 г. на основание чл. 74, ал. 1, т. 3 от ЗЗК КЗК предявява на „Лукойл България“ ЕООД, „Еко България“ ЕАД, „Шел България“ ЕАД, „ОМВ България“ ООД, „НИС Петрол“ ЕООД и „Петрол“ АД твърдения за извършено нарушение, изразяващо се в забранено споразумение и/или съгласувана практика за обмен на ценова информация и провеждане на обща ценова политика, както и обмен на информация за реализирани обеми продажби (пазарни дялове) и друга пазарна информация за целите на ценовото сътрудничество, което поведение има за цел предотвратяване, ограничаване и нарушаване на конкуренцията на пазарите на търговия на дребно с бензин и дизелово гориво в страната по смисъла на чл. 15, ал.1, т. 1 и т. 2 от ЗЗК и чл. 101, параграф 1, букви „а“ и „в“ от ДФЕС.

С т.1 от своето Решение №318 от 23.03.2017 КЗК ОДОБРЯВА предложените от „Лукойл България“ ЕООД, „Еко България“ ЕАД, „Шел България“ ЕАД, „ОМВ България“ ООД, „НИС Петрол“ ЕООД и „Петрол“ АД задължения, според които същите се ангажират да приемат мерки под формата на вътрешни процедури, които гарантират:

- забрана на контакти и обмен на информация с дружества – конкуренти и техните служители;
- забрана на контакти между служителите на собствените и конкурентните бензиностанции;
- забрана на обсъждане, получаване или предоставяне на търговска информация в рамките на работата в Сдружение „Българска петролна и газова асоциация“;
- дисциплинарно наказание – уволнение за служители, които не спазват изискването за конфиденциалност на търговската информация.

С т.1.2 от горното Решение КЗК ПРЕКРАТЯВА производството по преписка КЗК № 98/25.02.2016 г. по отношение на „Лукойл България“ ЕООД, „Еко България“ ЕАД, „Шел България“ ЕАД, „ОМВ България“ ООД, „НИС Петрол“ ЕООД и „Петрол“ АД, доколкото вече не съществуват основания за неговото продължаване.



Практиката на КЗК по казуса

Под натиска на обществеността и потребителите в периода 2009 – 2012 година КЗК се произнася с 3 решения относно нарушение на ЗЗК и чл. 101 на ДФЕС, изразяващо се в споразумение между предприятия, решение на сдружения на предприятия, както и съгласувана практика на две или повече предприятия, които имат за цел или резултат предотвратяване, ограничаване или нарушаване на конкуренцията на съответния пазар:

- 1) РЕШЕНИЕ № 746 от 23.07.2009 по преписка КЗК № 320/2008 срещу ответници, сред които са 5 дружества от Решение 318 от 23.03.2017 на КЗК;
- 2) РЕШЕНИЕ № 887 от 26.07.2012 г. с ответници „Лукойл България“ ЕООД, „Ромпетрол България“ АД, „Нафтекс Петрол“ ЕООД, и „ОМВ България“ ООД по преписка започната с Решение №1059 от 27.07.2011;
- 3) РЕШЕНИЕ № 888 от 26.07.2012 г. с ответниците от т. б. по преписка започната с Решение №1059 от 27.07.2011.

Със тези свои решения КЗК всеки път констатира отсъствие на нарушение или приема предложенията на дружествата-ответници. С последното свое решение по същата тема КЗК повтаря Решение № 887 от 26.07.2012 г.², където дружествата-ответници поемат ангажименти.



Аргументи за неправилното прилагане на ДФЕС от КЗК

За неправилно предявяване на твърдението за нарушение.

КЗК предявява твърдения за извършено нарушение заради забранено споразумение между дружествата-ответници на пазара на дребно на бензина и дизеловото гориво_без да е събрала доказателства за подкрепа на това свое твърдение. С това прави уязвимо и второто си твърдение – за извършено нарушение изразяващо се в съгласувана практика, за което е събрала доказателства. Освен това Комисията детайлизира твърдението си, посочвайки съдържанието на нарушението – „изразяващо се в забранено споразумение и/или съгласувана практика за обмен на ценова информация и провеждане на обща ценова политика, както и обмен на информация за реализирани обеми продажби (пазарни дялове) и друга пазарна информация за целите на ценовото сътрудничество“. Според чл. 101, т.1 , а) от ДФЕС и чл. 15 ал. 1 т. 1 е достатъчно да са събрани доказателства за „пряко или косвено определяне на цени ...“

Така формулираното твърдение на КЗК дава основание на нейния председател да интерпретира Решение № 318 от 23.03.2017 само като едностранно търсене на доказателства за наличие на картелно споразумение между дружествата-ответници³ и да не коментира събраните от Комисията многобройни *forensic* доказателства за наличие на съгласувана практика. Освен това му дава основание да прави несъществуващо в чл. 101 от ДФЕС и чл. 15 от ЗЗК разграничение между обмяната на информация между заинтересованите страни по отношение на цени, (каквато КЗК е

констатирал) и по отношение на ценова политика, (каквото не е необходимо).

Твърденията на Комисията за липса на експлицитна пазарна координация: решения, свързани с маркетингови стратегии, продуктов микс и други подобни, са поднесени без аргументация с данни или доказателства. Освен това тези твърдения нямат отношение към доказването на тезата за наличие на съгласувани практики.

За непълнота на анализа и заключенията

КЗК ограничава производството върху пазара на дребно с бензин и дизелово гориво. Комисията не анализира пазара на едро на течните горива за нарушение по чл. 102 и на чл. 20 на ЗЗК. На този пазар има едно дружество с господстващо положение, което е доставчик на повече от 50% от количествата – „Лукойл България“ АД⁴. Комисията не отчита, че българският пазар на горивата е с наличие на доминиращи вертикално интегрирани предприятия от групата на „Лукойл“. Това дава възможност на „Лукойл“ за забраното от чл. 101 „косвено определяне на покупни и продажни цени“ на бензина и дизеловото гориво в България, чрез продажните цени на едро и условията за съхранение на горивата. Това направление на нарушаване на чл. 101 и чл. 102 от ДФЕС не е анализирано от КЗК. Не е изисквана необходимата информация от посоченото дружество.

От публикуваните счетоводни отчети на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД, който е доминиращ български производител на течни горива се вижда, че дружеството регистрира загуби непрекъснато от 2007 година досега, независимо, че внася по-евтин петрол сорт Урал и че използва много по-евтина работна сила, отколкото в останалите страни-членки на ЕС.

Покупката на течни горива на едро за продажба от бензиностанциите в България зависи от високата концентрация на собственост върху данъчните складове за съхранение на течните горива. Според наличната публична информация „Лукойл България“ АД притежава 92% от складовете за съхранение на горивата⁵. Комисията не е изисквала и не е установила капацитета на данъчните складове за течни горива и тяхната собственост; не е анализирала договорите за съхранение и продажба на течни горива на дружеството с господстващо положение с бензиностанциите. В това отношение твърдението на КЗК за достъпност на търговските отстъпки на посоченото дружество не е аргументирано; не са проучени условията, при които тези отстъпки се предоставят и които могат да бъдат източник на риск за конкуренцията. КЗК не анализира и не се произнася, как това въздейства на пазарите на едро и дребно на течни горива. Не е направила заключения за въздействието на тези обстоятелства върху конкуренцията.

Комисията не анализира поведението на всички участници на пазара за търговия на дребно с бензин и дизелово гориво. На този пазар участват бензиностанции VM petroleum на „Трейднет Варна“ ЕООД и други бензиностанции. Техните цени са между 0.21-0.26 BGN/l⁶ (11.2% – 14%) по-ниски отколкото цените на дружествата-ответници. Последните обвиняват това дружество в дъмпинг и неплащане на данъци. Не е анализиран фактът, че на териториите около бензиностанции VM petroleum горивото е значително по-евтино и в околните бензиностанции, независимо чии са. КЗК не е направила сравнителен анализ на цените, количествата и себестойността на дружествата-ответници и на „Трейднет Варна“ ЕООД, за да събере доказателства за наличието на съгласувана практика при образуването на цените в търговията на дребно с горивата.

В България съществуват т. нар. ведомствени бензиностанции (вероятно около 690) чиито реализирани количества – пазарен дял, цени на осчетоводяване на течните горива и разходи КЗК не е взела предвид в решението. Сравнителен анализ на тези бензиностанции с дружествата-ответници може да даде допълнителни аргументи на Европейската комисия.

За липса на заключения от събраните доказателства за съгласувана практика

КЗК привежда многобройни *forensic* доказателства за *съгласувана практика* в III.2 от Решение № 318 от 23.03.2017. Тези доказателства отговарят напълно на определението на Съда на Европейския съюз (СЕС) за *съгласувана практика* като координация между предприятията с размяна на информация за цени и пазарни дялове, които съзнателно заместват рисковете на конкуренцията с практическо сътрудничество между тях⁷. Комисията не определя тази размяна на информация между дружествата-ответник като *съгласувана практика* и с това нарушава чл.101 от ДФЕС и практиката на СЕС. Освен това не анализира ефекта от обмена на посочената информация, а този анализ е критично важен за доказването на забранено споразумение под формата на *съгласувана практика* между търговците на горива.

КЗК е установил косвени доказателства за наличие на антиконкурентна *съгласувана практика* на дружествата-ответници. Това е направено за разглеждания период в анализа на съвпадащата динамиката на техните цени, в минималните отклонения на цените на дружествата-ответници помежду им и в съвместното им отклонение нагоре от спадналата цена на едро на горивата в 2016. Това дава основание съставът на нарушението да бъде логически изведен от тези съвпадения и улики, които нямат друго смислено обяснение, взети заедно и затова са доказателство за нарушаване на правилата на конкуренцията. Вместо да направи налагащите се заключения Комисията напълно погрешно отчита като нормален ефектът на асиметрично адаптиране на цените и не търси причините за тази асиметричност в пазарна доминация и/или координиране на поведението на пазарните участници. Затова КЗК не намира и не дава обяснение за динамиката на цените в периода 10.2012 – 03.2016 и изоставя тази линия на доказване на нарушението в V.2.2.

Освен това КЗК е установил, че нарушението е извършено в продължителен период от време и с множество *съгласувани действия*, които имат общ антиконкурентен резултат – цените на дребно на бензина и дизела на дружествата-ответници са се отклонили заедно и трайно от цената на едро на горивата. Въпреки това КЗК не дефинира тези практики като част от едно единствено сложно продължавано нарушение. Вместо това анализира поотделно всяко от установените незаконосъобразни действия. Така не прави изводи от своите доказателства.

За абсурдност на решението на КЗК

С т. 1 на своето Решение № 318 от 23.03.2017 КЗК одобрява предложение на дружествата-ответници да гарантират, че няма да осъществяват дейности, които са забранени и обявени за нищожни в чл. 101 от ДФЕС (чл. 15 от ЗЗК).

Абсурдността на посочената част от решението е в това, че една национална институция няма право да решава да се спазва Закона за функционирането на Европейския съюз и ЗЗК от националното законодателство. Неуместно е това решение да се взема по предложение на ответници по процедура за нарушаване на конкуренцията.

Освен това, от състава на гаранциите дадени от дружествата-ответници се разбира, че

посочените дейности, които те ще забранят, вече са били извършени. Това не е взето предвид и не е санкционирано от КЗК при произнасянето и по т. 1.2. от Решение № 318 от 23.03.2017.

Други аргументи

В проведения анализ КЗК се позовава на Индекса на Херфиндал-Хиршман (ННІ), който се използва при оценка на пазарна концентрация при „хоризонтални сливания“. Той е непригоден да идентифицира наличие на съгласувани практики за определяне на покупни и продажни цени. На българския пазар на течни горива няма сливания с цел концентрация; налице са твърдения на самата Комисия за функционираща, поне от 2009 година, съгласувана практика за определяне на цените. Последното е видно от Решение № 746 от 23.07.2009. В него КЗК констатира: „В практиката по прилагане на антитръстовите правила се приема, че олигополни пазари са налице, когато Индексът на концентрация на първите четири или пет участника на пазара има стойности над 60 единици. В случая Индексът на концентрация (CR4 concentration ratio) на първите четири предприятия Лукойл България, Петрол, ОМВ и Шел е над 80 единици, което определя пазарът като олигополен.“⁸ Прилагането на Индекса на концентрация на база данните от Решение № 318 от 23.03.2017 показва $CR_6 > 65\%$ за бензина.

Индексът на ННІ е неприложим за пазара на течни горива в България. Използван е при погрешно дефиниране на пазара като пазар на дребно, без да бъде отчетена фактическата му структура.

От становищата и възраженията на дружествата-ответници по отношение на всички аспекти на анализа в Решение № 318 от 23.03.2017 се виждат и други недостатъци, пропуски и грешки на КЗК.



Заклучение

С изложените по-горе аргументи се обръщаме към ЕК да *разследва*:

- *пазара на едро в България за злоупотреба с господстващо положение при определяне на цените на горивата и на условията в договорите за отстъпки и съхранение и*
- *пазара на дребно на бензин и дизелово гориво за наличие на съгласувана практика за пряко или косвено определяне на продажни цени,*

и да излезе със становище.

Във връзка с отправената молба призоваваме ЕК да възложи на ГД за конкуренция сравнителен анализ на българските пазари на горивата с тези в други европейски страни по целия спектър от показатели: цени преди и след облагане с данъци, пазарни дялове, парични обороти и оперативни печалби.

Бележки

¹ КЗК обвини дружествата-ответници притежаващи 665 от общо около 1078 бензиностанции:

² 1. ОДОБРЯВА предложените от „Лукойл България“ ЕООД с ЕИК 121699202, „Ромпетрол България“ АД с ЕИК 117599032, „Нафтекс Петрол“ ЕООД с ЕИК 121904244 и „ОМВ България“ ООД с ЕИК 121759222, задължения, според, които:

1.1. „Лукойл България“ ЕООД се ангажира да прекрати използването на клауза за определяне на минимална цена при препродажба в договорните си отношения с клиенти на едро, да прекрати публикуването на цени на горива на електронната страница на дружеството като установи ограничен достъп до цените си на едро единствено за свои клиенти.

1.2. „Ромпетрол България“ АД се ангажира да прекрати публикуването на цени на горива на електронната страница на дружеството като установи ограничен достъп до цените си на едро единствено за свои клиенти.

1.3. „Нафтекс Петрол“ ЕООД се ангажира да прекрати публикуването на цени на горива на електронната страница на дружеството като установи ограничен достъп до цените си на едро единствено за свои клиенти.

1.4. „ОМВ България“ ООД се ангажира да не реферира в договорните си отношения с клиенти на едро към цената за директна реализация на „Лукойл България“ ЕООД и да установи ограничен достъп до цените си на едро единствено за свои клиенти.

³ „В хода на производството по доказване на наличието на картел бяха призовани страните, като се доказва, че обменът на информация между заинтересованите страни е бил по отношение на цени, а не на ценова политика и пазарни дялове.“ <http://www.focus-news.net/news/2017/06/21/2407277/yuliya-nenkova-predsdatel-na-kzk-v-ramkite-na-10-mesetsa-svarshihme-tolkova-rabota-kolkoto-ne-e-bila-svarshena-za-5-godini.html>

⁴ Решение №318 от 23.03.2017: „Лукойл България“ ЕООД е изявен лидер на пазара на търговия с автомобилни горива на едро. Видно от секторния анализ дружеството реализира трайно над 50% от търгуваните на националния пазар обеми по отношение и на двата продуктови пазара – бензин и дизелово гориво.“

⁵ <http://www.mediapool.bg/totalen-monopol-na-lukoil-pri-skladovete-za-goriva-news262274.html>

⁶ <https://bg.fuelo.net/brand/id/122?lang=en>

⁷ Вж. Решение на СЕС по дело 172/80 Gerhard Züchner v Bayerische Vereinsbank AG [1981] ECR 2021.

⁸ Стр. 112 и по-нататък в Решение №746/23.07.2009 г., стр. 140 „Пазарът на горива на дребно е с ясно очертана олигополна структура. Първите четири предприятия, а именно Лукойл България ЕООД, Петрол АД, ОМВ България ЕООД и Шел България ЕАД притежават общ пазарен дял над 80% както на база приходи от продажби, така и на база брой бензиностанции. При тези структурните условия на пазара, четирите предприятия са зависими едно от друго при определяне на ценовата си политика и всяко едно от тях е обвързано от решенията на конкурентите си още повече, че потребителите на автомобилни горива са силно чувствителни към измененията на цените.“

**ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА,
ДЕКЕМВРИ 2017**

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Докладът се фокусира върху рисковете за електроенергийния сектор в първата половина на 2017. Предметът не се оценява положително или отрицателно; анализира се единствено с оглед рисковете пред страната.

При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторът не носи отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носи пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без изрично писмено съгласие на ЦАУР съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. Може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, от академичния и административен дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

RAM© 2017. Всички права запазени.



Резюме

Този доклад анализира основния риск за сектора, произтичащ от предприетите стъпки от правителството, в лицето на министъра на енергетиката: възобновяване на действията по строителството на АЕЦ „Белене“. Направен е преглед на пазарното търсене в региона и в страната, с цел реалистична оценка на пазарния потенциал за една нова базова мощност. Оценяваме експортния потенциал на България на база на максимално достоверни източници като оценката на системната адекватност от националните мрежови оператори. Сравняваме цените на генерацията от различни алтернативни мощности с фокус върху газови и парогазови централи. Анализираме борсовите цени за оценка на конкурентоспособността на АЕЦ „Белене“ на един напълно либерализиран пазар.

Изводите ни са, че не съществува нито вътрешно търсене, нито значим експортен потенциал, който да оправдае изграждането на АЕЦ „Белене“ с хоризонт поне едно десетилетие.

От друга страна цените на алтернативните източници на генерация, на микса и борсовите цени правят този проект нежизнеспособен дори при оптимистичните оценки от доклада на БАН.

Анализираме ключовите допускания в този доклад, които следва да оправдаят изграждането на АЕЦ Белене и откриваме неправдоподобни прогнози и допускания, поставящи под съмнение направените изводи, които се представят като аргументи пред публиката.



Рисков контекст

Основният риск за енергийния сектор в България в края на 2017 е реализацията на АЕЦ „Белене“. Началото бе поставено с решение на Министерски съвет от декември 2016 „за рационалното използване на изградената инфраструктура и материална база на площадката на АЕЦ „Белене“, както и на придобитото оборудване с дълъг цикъл на производство“¹. То предвижда: изготвяне на технико-икономически и правен анализ на възможностите за използване на придобитото оборудване; ангажимент за пряко или косвено участие на държавата, без държавна гаранция и без ангажимент за дългосрочен договор за изкупуване на произведената електрическа енергия; отделяне на активите и пасивите на НЕК ЕАД, свързани с АЕЦ „Белене“, в отделно търговско дружество и провеждане на процедура за приватизация².

В началото на годината между Българския енергиен холдинг и БАН бе подписан договор за изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката. Фокусът и основния резултат от Междинния доклад е нуждата от нови електроенергийни мощности в страната и региона и финансовата възможност за реализация на този проект. Резултатите от технико-икономическия анализ на БАН бяха представени частично. През септември се очакваше докладът да „реши бъдещето на проекта“³.

През октомври в медиите се появи предварителна версия на доклада, според която възможностите за реализация са силно ограничени. Изводите бяха, че проектът е силно чувствителен спрямо вариациите на цените и натоварването – при всяка комбинация на сценарии с натоварване на мощностите под 98% и цени под максималните е нежизнеспособен. За реализацията му, в този вариант на доклада, необходимите условия са: натоварване от 98% – 100%, цени над 82 €/MWh, участие на частен инвеститор в размер на над 57.5%, норма на възвръщаемост над 6,86% – 7,1%.

В средата на ноември бе представено кратко резюме на резултатите, което съществено се отличава от посочените по-горе⁴. Параметрите, при които проектът се превръща в печеливш са инвестиционни разходи под 10.5 млрд. €, съотношение на частно/държавно участие 70%/30% и лихва под 4.5%. Според оценката на учените от БАН, към 2030 ще съществува недостиг на инсталирана базова мощност в размер на минимум 1500 MW за региона, а за България след 2035 – между 420 и 1650 MW. Борсовите цени в региона следва да нарастват в диапазона 57,5 – 59,7 €/MWh, за 2025: 62 – 66 €/MWh; 2030: 66 – 70 €/MWh; 2035: 71 – 77 €/MWh; 2040: 75-81 €/MWh.

Изводите от доклада бяха резюмирани от проф. Александър Тасев, ръководител на проекта към БАН по следния начин: проектът е печеливш при 2/3-ти от общо 90 сценария, разработени от учените от БАН; най-лошият вариант би бил ако правителството бездейства; оборудването за Белене е поръчано по точна спецификация и неговата реализация извън страната би била силно проблематична. Тези резултати бяха използвани от министъра на енергетиката, която заяви, че според предоставения вариант на анализа, най-добрият вариант е за строеж на АЕЦ „Белене“⁵. Тя заяви също, че трябва да се направи „широко обсъждане и да се постигне консенсус“ относно проекта и повтори ангажимента на управляващата партия от предизборната кампания да не се влагат повече публични средства. В началото на декември в медиите изтече предварителния доклад на БАН изготвен, вероятно към втората половина на септември. Изводите в този доклад съществено се разминават с публичното му представяне от края на ноември и са идентични с тези, появили се в медиите в началото на октомври. Това постави под съмнение обективността на доклада и наложи БАН да поиска – и да получи – от БЕХ разрешение да публикува пълната му версия (след като от нея бъдат извадени данни, представляващи търговска тайна). До момента на публикуването на този доклад, това не е направено. Заключениета от анализа на рисковия контекст са следните:

1. *Продължават усилията за възобновяване на строителството на АЕЦ „Белене“.*
2. *Не съществува и/или не е публикувана официалната аргументация за икономическата целесъобразност на проекта.*
3. *Противоречивата информация от есента на тази година създава сериозни съмнения за обективността на доклада на БАН и за политическа намеса при изготвянето му.*
4. *Официално активно се рамкира в публичната среда изграждането на нова АЕЦ като оптимално решение.*

Основният риск за сектора на електрическа енергия към края на 2017 произтича от това, че без доказана икономическа целесъобразност и без анализ на пазарния риск се готви подновяване на строителството на АЕЦ „Белене“.



Регионален пазар и динамика на търговския обмен на България

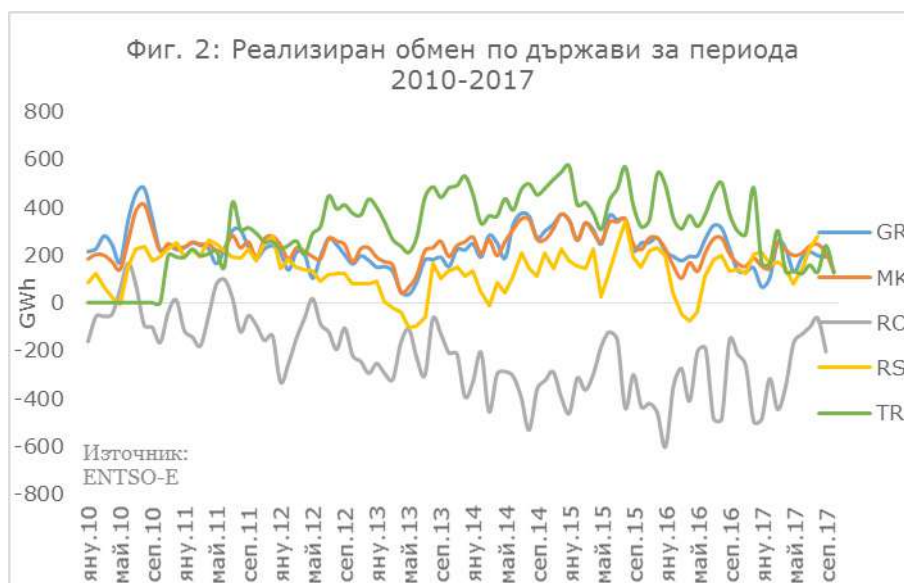
БАН дефинира регионалния пазар с участието на Гърция, Румъния, Унгария, Сърбия, Македония, Албания, Черна гора, Босна и Херцеговина, Турция, Косово. ENTSO-E дефинира за целите на координирането на регионалните инвестиционни планове същата група заедно със Словения и Хърватска, но без Турция и Албания. Препоръките в доклада на Световната банка от края на 2016 включват подготовка за пазарно обединение и реализиране на зони за внос/износ. Разгледана е алтернатива за включване към пазарното обединение 4М, което интегрира пазара „ден-напред“ в Чехия, Унгария, Румъния и Словакия, които са със значително по-развити борсови пазари. Обединението с тях ще осигури по-висока ликвидност на българския пазар.



Анализът на реалния търговския обмен на България разкрива динамиката на експортния потенциал в региона. *Първо*, износът не е стабилна величина. Нетният износ варира в значителни граници: между 95 и 1252 GWh месечно. Вариациите му имат ясно изразен сезонен характер. Максимални стойности се наблюдават в летните месеци юли и август и в зимните ноември и декември – но с по-слабо изразени върхове за последните. *Второ*,

общата тенденция (Фиг. 1) е на намаление: от около 800 до под 600 GWh за периода. Рекордният износ от 1252 GWh е реализиран в юли 2015; но след декември нетният износ не превишава 800 GWh месечно. Максималният обем на износа е реализиран в същата 2015 – 10466 GWh. Средният обем на годишния нетен износ за периода 2010 – 2016 е 8472.7 GWh. За задоволяване на средния обем на този износ в реални условия е необходима инсталирана мощност от около 1185 MW за АЕЦ и около 2000 MW за ТЕЦ⁶, при натоварване на мощностите (Load factor) съответно 82% и 48%. При натоварване от 83%, както е предвиденото за АЕЦ „Белене“⁷, необходимата мощност за задоволяване на това търсене е 1160 MW. Заключение, е че дори да отсъства тази мощност, единият блок на бъдещата централа е излишен.

Основните вносители са Турция с общо 34% от реализирания български брутен износ (в размер на 28 684 GWh), следвана от Гърция и Македония с по 25% (съответно 21419.5 и 21791 GWh). Фиг. 2 показва отново ясно изразената сезонна динамика на износа и разкрива, че основния принос за това има износа за Македония и Гърция. Износът към всички държави спада равномерно.

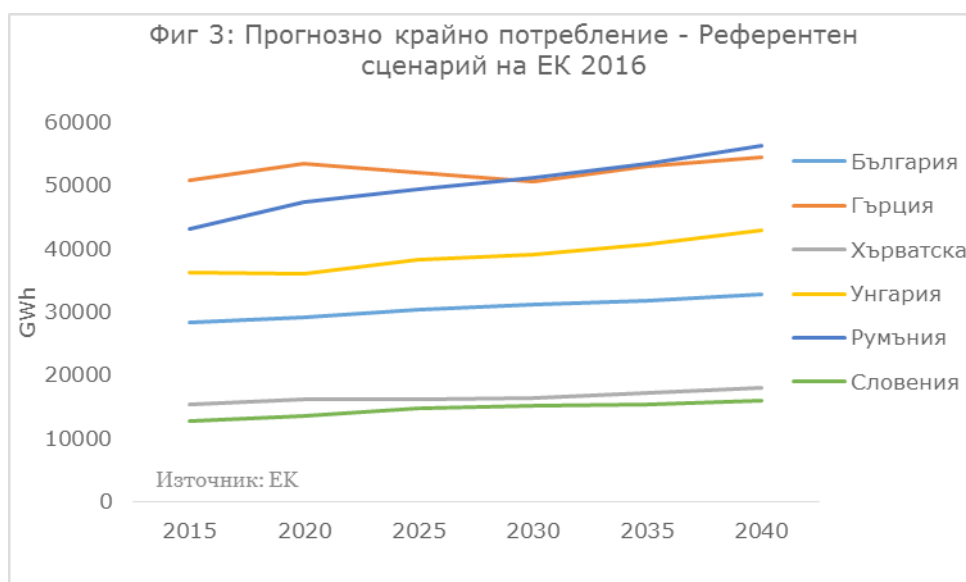


Изводи: след 2010 износът на електроенергия спада. Търсенето има изразен сезонен характер, от което следва, че то е предназначено за задоволяване пиково потребление, детерминирано от климатични фактори, които са с краткосрочно влияние. Съществува ясно изразена тенденция на намаление на общите обеми на българския нетен износ. В 2017 обемът на износа за Турция се изравняват с тези на Македония и Гърция. За

задоволяване на средния обем на историческото търсене в региона са достатъчни 1160 – 1185 MW инсталирана мощност, която е налице в България и Румъния.



Прогнози за бъдещото търсене в региона



Официалните прогнози за потреблението в региона – ограничени само до държавите-членки на ЕС, се съдържат в Референтните сценарии на ЕК, които се публикуват от 2003 насам. Последната версия, публикувана в 2016 прогнозира бавно нарастване на вътрешното потребление до 2040 в България: до 32.7 TWh, или 16% повече спрямо 2015.

Нарастване се предвижда и за всички държави-членки на региона. То варира от 7% за Гърция, до 31% за Румъния (Приложение 1). Прогнозното увеличение на нетното производство варира между 14% за България и 54% за Унгария (Приложение 2). Разликата между нетното производство и вътрешното потребление за тези шест държави е положителна: от 30.2 TWh в 2020 до 42 TWh в 2040. На базата на тази официална прогноза следва да се говори не за недостиг, а за излишък на мощности в размер на 7.15 – 10 TWh за ТЕЦ или 4.15 – 5.9 TWh АЕЦ при сегашните технологии.

При бъдещи технологии, проекциите на ЕК са за нарастване на инсталираните мощности между 10 и 25% за всички посочени, с изключение на Румъния (-12%) (Приложение 3). До 2040 за България е предвидено увеличение до 13.11 TWh дължащо се изцяло на нарастване на дела на ВЕИ. ЕК предвижда намаляване на мощностите от АЕЦ за страната след 2040 – вероятно заради излизането от експлоатация на АЕЦ „Козлодуй“. *В пълно противоречие с прогнозите на ЕК, БАН прогнозира недостиг в региона между 24 до 49 TWh.* На базата на което е направен изводът, че „има възможност за интегриране на нова базова мощност с около 1500 MW“.

Достоверната оценка на баланса на мощностите в региона следва да се базира на 10-годишните доклади на организацията на европейските електроенергийни преносни оператори (ENTSO-E), които съдържат сценарии за развитието и прогноза за адекватността на електроенергийната система на ЕС. Тези доклади се базират на 10-годишните планове на системните оператори на държавите-членки в организацията. Такава оценка е правена от ЦАУР в 2016 за нуждите на българския системен оператор, като я ревизираме с последните данни от средносрочната оценка на системната адекватност на ENTSO-E⁸. Резултатите от нея са:

1. *Гърция:* въвеждането на нови мощности в Ptolemaida в 2022 ще компенсира извеждането на стари. Надеждния капацитет спада с – 2.9% за зимните и за летните месеци до 2025. При очакваното възстановяване на потреблението след 2020, вносът на електроенергия ще запази обема си; възможно е да нарастне след 2025;
2. *Турция:* дългосрочната перспектива за внос на електроенергия не е реалистична поради стратегията за изграждане на нови мощности. Потвърждава се от 46%-ния годишен спад на вноса в лятото на 2016 и от динамиката след това;
3. *Хърватска:* страната е зависима от внос през цялата година, особено през зимните месеци. Предвижда увеличаване на капацитета за генерация, който ще смекчи тази зависимост, но ще остане нетен вносител в периода на прогнозата.
4. *Македония:* до 2025 ще спре да бъде вносител; ще увеличи вътрешния капацитет;
5. *Сърбия:* до 2020 потреблението ще расте с около 1.05%, а след това – с около 1.1%. До 2020 ще бъдат въведени 850 MW мощности от ВЕИ и въглищни централи с капацитет 950 MW. Този ръст на производството ще изпреварва потреблението и извеждането на стари централи;
6. *Албания:* не може да се очаква голям внос на електроенергия, както поради адекватността на генериращите мощности така и поради перспективата за увеличаване на дела на ВЕИ и мощности, използващи природен газ;
7. *Румъния:* предвижда се въвеждане в експлоатация на 1330 MW нови ядрени мощности до 2020; ВЕЦ и ПАВЕЦ – съответно 277 MW и 970 MW до 2025. Очаква се ограничен ръст на ВЕИ – до 1400 MW до 2025. Увеличаването на капацитета изпреварва нарастването на потреблението, което е основание страната да бъде нарастващ нетен износител;
8. *Украйна:* държавата разполага с 15 ядрени реактора, генериращи около половината от потреблението на електрическа енергия. Националната програма за ядрена енергия предвижда производството да достигне до 75.22 TWh годишно

до 2030⁹. За тази цел следва да се удължи живота на съществуващи мощности и да изгради 12 нови реактора, 10 от които с мощност от 1500 MW. Ангажира се да задоволи търсенето в Полша и Унгария, чрез изграждането на линия за пренос, свързваща АЕЦ „Хмелницки“ и Югоизточна Полша¹⁰.

Изводи: пазарното търсене в региона до 2025 се запазва с висока степен на сигурност единствено в Гърция. Това търсене е в среден годишен обем от 2836 GWh за периода 2010 – 2016. Това означава, че сигурния нетен износ на България към 2025 остава в обем от 30% от средния за 2010 – 2016. За това е достатъчна мощност от около 670 MW ТЕЦ или 390 MW АЕЦ. Следователно бъдещата АЕЦ Белене трябва да търси пазарна реализация единствено на вътрешния пазар.



Оценка на адекватността на инсталираните мощности в България

Аргументирахме, че сигурният потенциал за износ в региона не налага изграждането на базова мощност от 2000 MW. Следва да бъде анализирано търсенето на вътрешния пазар. Използваме направените прогнози за потреблението от ЕК, БАН и тази на ЦАУР, изработена в периода 2016 – 2017. За оценка на адекватността на генериращите мощности използваме Десетгодишният план за развитие на електропреносната мрежа на България на ЕСО, който е надеждния референтен източник за страната по същия начин, както средносрочната оценка на системната адекватност на ENTSO-E.

Официално публикуваното резюме на доклада на БАН съдържа съществено различаващи се оценки относно крайното потребление в България. Прогнозата за крайно потребление е в интервала между 28.5 и 36 TWh ¹¹. В изтеклата предварителна версия тази прогноза е в границите между 31.3 и 34.8 TWh ¹². Дефинираните там като „изходни данни“ в прогнозния модел стойности са между 31.3 и 33.2 TWh и не се отличават съществено от прогнозата на ЕК. Тази прогноза може да се приеме за разумна. За сравнение, прогнозата на ЦАУР за крайното потребление до 2035 е за нарастване в границите между 30.9 и 32.8 TWh.

До 2026 ЕСО¹³ планира въвеждането на нови производствени мощности от ВЕИ в обем 1119 MW, ТЕЦ – 187 MW, увеличаване на максималната работна активна мощност на двата блока в АЕЦ „Козлодуй“ до 2200 MW. Общо, увеличението на инсталирани мощности до 2026 е за 1506 MW. Така разполагаемите мощности към 2026 варират между зимен максимум от 9918 MW¹⁴ и летен максимум от 9365 MW. Не се предвижда извеждане на други значими мощности от системата. Към 2026 прогнозата на ЕСО е за брутно потребление от 40 410 000 MWh, брутна разполагаемост за производство от 50 240 093 MWh и остатъчна разполагаемост за производство от 9 830 093 MWh. Това съответства на излишни мощности в обем от около 20% на разполагаемите мощности, или на между 1873 и 1983.6 MW.

ЕСО оценява, че:

- до 2026г. не се очакват затруднения в електроснабдяването на страната при нормални метеорологични условия и при нормална аварийност на мощностите;
- износът на електроенергия е невъзможен единствено при екстремни зимни условия като тези в началото на 2017;

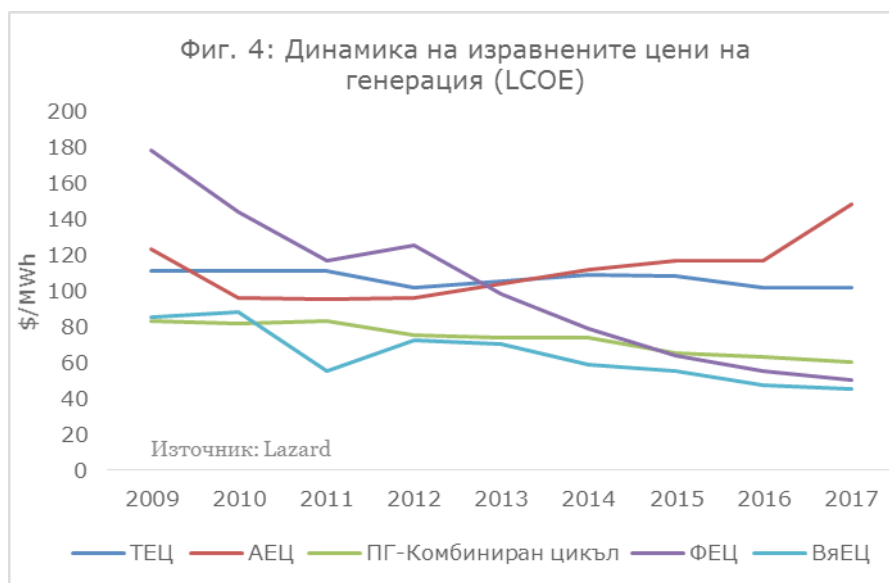
- през лятото има значителен излишен капацитет, който обаче е зависим от вариациите в производството от ВЕИ;
- към 2026 възниква риск за регулирането на системата, вследствие нарастване на мощностите от ВЕИ над 2500 MW;
- за балансиране на тези мощности следва да се изградят заместващи газови мощности или мощности с комбиниран цикъл на производство, и/или да се повишат възможностите на ПАВЕЦ „Чаира“, чрез завършване изграждането на язовир „Яденица“ и засилване на капацитета на активното управление на потреблението на енергия (участие на промишлените потребители в механизма на пазара на балансираща енергия).

Изводи. Не съществува пазарно търсене в страната, което да оправдае изграждането на нова ядрена мощност до 2026. Според официалните източници, потреблението в страната няма да надхвърли инсталираните мощности. Оценката на ЕСО за системната адекватност е за излишни мощности към 2026 в порядъка на почти 2000 MW. Очертава се силна необходимост от изграждане на нова мощност на природен газ, която да балансира ръста на ВЕИ с вариращо производство.



Възможността за алтернативни източници на генерация

В официалния доклад на ЕСО съществува експлицитна препоръка за изграждане на нова балансираща мощност, използваща природен газ, докато в анализа на БАН липсва оценка на такава алтернатива. Въпреки, че в изтеклата версия на доклада на БАН има преглед на възможностите за генерация от ВЕИ, тази тема отсъства от публичното представяне на резултатите и от официално публикуваното тяхно резюме. Това засилва подозренията за политическа поръчка.



За сравнение на алтернативите и за анализа на тенденциите на цените на източниците на генерация използваме данните на инвестиционната банка Lazard¹⁵. За разлика от други източници, тази банка е зависима от клиенти, които са инвеститори и има значителен интерес да прави точни оценки на цените за генерация. Според оценките на банката, единствено себестойността на

производството от АЕЦ расте: с 20% спрямо 2009. Себестойността на производството от природен газ – комбиниран цикъл намалява с 27%. В допълнение, производството

от ФЕЦ и ВЯЕЦ става съответно с 47 и 72% по-евтино спрямо 2009.

Приложение 4 показва оценките за изравнените цени на генерация от фосилни горива, според оценката на Агенцията за информация по енергетика на САЩ (EIA). Производството от комбиниран цикъл по напреднали технологии (Advanced Combined Cycle) има най-ниска себестойност – 56.40 \$/MWh (53€/MWh), конвенционалният комбиниран цикъл – 57.30\$/MWh (53.9€/MWh), ТЕЦ с напреднали технологии – 90.60\$/MWh (85.1€/MWh), конвенционален ТЕЦ – 109.40\$/MWh (102.8€/MWh). Изравнената себестойност на производството от АЕЦ по напреднали технологии (Advanced Nuclear) е 99.00\$/MWh (93€/MWh).

Конкурентостта на производството от природен газ се изравнява с тази от АЕЦ при допускането за двойно повишаване на цената на самия газ и на оперативните разходи: за конвенционалният комбиниран цикъл себестойността нараства до 98.10\$/MWh (92.2 €/MWh), а за комбиниран цикъл по напреднали технологии – 94.50 \$/MWh (88.83 €/MWh). Такова допускане за повишение е много слабо вероятно. За сравнение, цената на природния газ в Хенри хъб за септември в съотносими енергийни единици е 24.37\$/MWh (20.7 €/MWh), а цената в България, по решението на КЕВР е 32,26 лв./MWh ((16.4€/MWh).

Изводи: ако не се взимат под внимание ангажименти към определени технологии, себестойността на електроенергията от АЕЦ не е конкурентна на тази при използване на природен газ. При това тази оценка не се променя дори при двойно нарастване на цените на фосилните горива.

Към този анализ следва да бъде направено едно допълнение. От решението на КЗК¹⁶ става ясно, че новият собственик на ТЕЦ „Варна“ има намерение да пусне в експлоатация блокове 4, 5 и 6 на природен газ. ТЕЦ Варна в момента не отговаря на изискванията по Директива 2001/80/ЕО от 2001 година (за ограничаване на емисиите на определени замърсители във въздуха, изпускани от големи горивни инсталации), поради което не работи от 01 януари 2015. Общата инсталирана мощност е 1260 MW, с 6 блока по 210 MW. Блокове № 4, 5 и 6 са интегрирани в АСДУ (Автоматизирана Система за Диспечерско Управление). Това допуска централата да бъде управлявана в реално време от Централно диспечерско управление (ЦДУ) към ЕСО.

Отчитайки плановите на новия собственик, към електроенергийната система в кратки срокове ще се присъединят мощности от порядъка на 210-630 MW. Тези мощности имат предимството да бъдат много подходящи за балансиране на системата с активното участие на производство от ВЕИ в реално време. Това събитие има потенциал да намали значително риска за балансирането на производствените мощности, посочен в цитирания доклад на ЕСО.



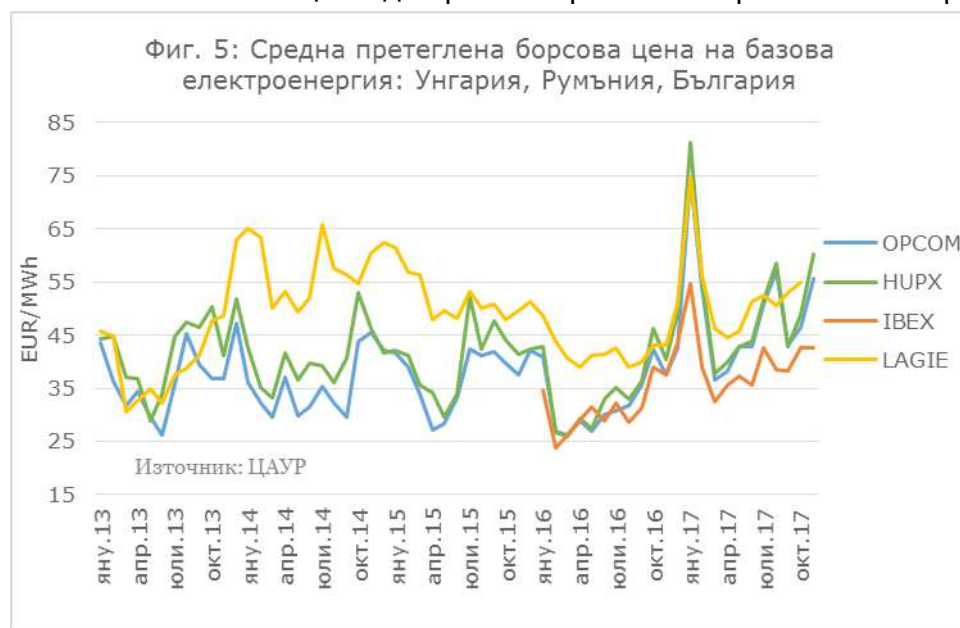
Оценка на себестойността на производството от АЕЦ Белене и реализацията ѝ на борсовите пазари в България и региона

Показахме, че реалистичния потенциал за износ е ограничен, че към 2026 съществува излишък на мощности от около 2000 MW, съществуват ценови предимства за генерацията от природен газ и предстои към електроенергийната система да бъдат

добавени нови мощности от поне 210-630 MW, от които системата има нужда. Остава перспектива за изграждането на АЕЦ Белене да бъде разгледана през развитието на борсовия пазар на електроенергия.

Борсовата цена има критично значение за оценка на пазарния риск, който не е анализиран в доклада на БАН и който, в публичното му представяне, се третира като риск, който „няма как да бъде минимизиран“¹⁷. В резюмето на доклада липсва дефиниране на ценовия праг, при който проектът „Белене“ става жизнеспособен. Представени са прогнозни оценки на борсовата цена в региона. В изтеклата версия се прогнозира, че регионалните борсови цени ще достигнат 57,5 – 59,7 €/MWh в 2020, 62 – 66 €/MWh в 2025, 66 – 70 €/MWh в 2030 и 71 – 77 €/MWh в 2040. За критичния анализ и за оценката на достоверността ще използваме реалните борсови цени, прогнозата на ЕК и оценката на Световната банка за себестойността на производството в България.

Фигура 5 показва динамиката на цените от 2013 насам и резкия пик на цените през януари 2017, когато в региона имаше рязко и нетипично застудяване. С ефекта на тази климатична аномалия, средните борсови цени са: за България 35.8 €/MWh, за Румъния: 38.2 €/MWh, за Унгария: 41.8 €/MWh, за Гърция: 49.2 €/MWh. Средната борсова цена е 41.3 €/MWh, която не претегляме, защото 1) не може да се прогнозира, какви количества ще бъдат реализирани на борсовите платформи в краткосрочен план



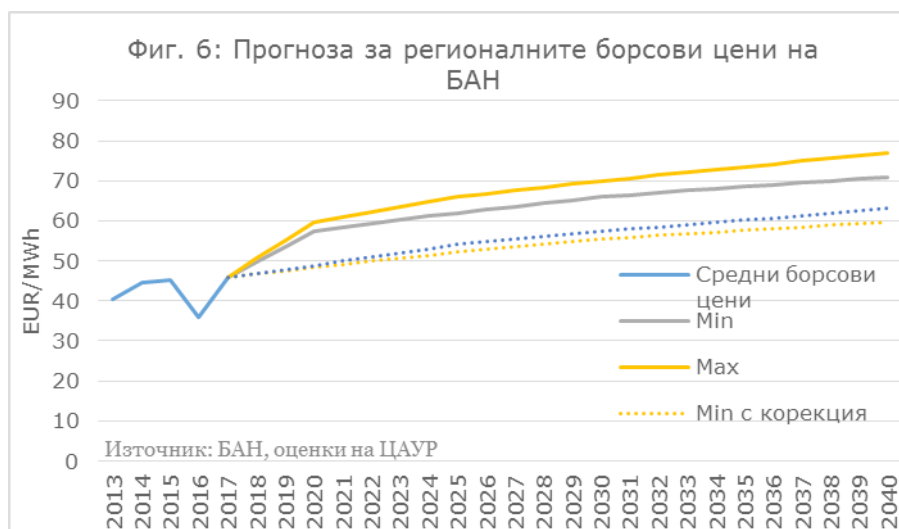
и 2) защото в дългосрочен план цялата електроенергия ще се търгува на борсите и борсовата цена ще бъде референтната единица за пазарите.

Средната борсова цена за 2017 без отчитане на месец януари е за България: 38.4 €/MWh, за Румъния: 46.7 €/MWh, за Унгария: 48.1 €/MWh, за Гърция: 50.5 €/MWh. Тя е съответно с 20%, 27%, 14% и 22% по-висока от тази за 2013, като за България разликата е

спрямо 2016. Общо, може да се говори за около 20% повишаване на борсовата цена.

Оценката на тази динамика не е достатъчно основание за прогнозиране на бъдещото развитие на борсовите цени. Ликвидността на Българската борса от началото на търговията през януари (първите двадесет дни) е нараснала два пъти при сравнение с последните 20 дни на ноември. Ликвидността на борсите в Румъния и Унгария от януари 2013 до януари 2017 е нараснала съответно 1.8 и 1.4 пъти. Причината за динамиката на тези цени е в излизането на все повече производители с различна себестойност на производство на борсата. Например, оценката на средната пределна цена на производството за България, според анализа на Световната банка, е значително под 72 лв./MWh и е много близо до средната борсова цена.

Растежът на борсовите цени следва да отразява първо оскъдността на предлагането и второ, промяната на тази себестойност, която зависи от микса на генериращите мощности, използваните технологии и цените на горивата. Относно първото, ние демонстрирахме, че на повечето пазари в региона не се очертава недостиг на електроенергия – с изключение на Гърция. Възможни са резки промени на цените в краткосрочен план, свързани с дисбаланс между търсенето и предлагането поради аварийност или климатични аномалии, като тази в януари 2017. Относно второто, промените на себестойността трябва да бъдат бавни и отразяващи бавното изменение на генериращите мощности, които традиционно имат дълъг период на експлоатация. Рязко повишаване на цените може да има единствено при ценови шок, свързан с промяна на използваните горива.



Прогнозата за борсовите цени в региона на БАН предвижда точно такова рязко поскъпване до 2020 спрямо средните борсови цени. За България то е в порядъка на 49% – 58% спрямо средната цена за 2017, за Румъния – 23% – 30%, за Унгария – 19% – 26%. Съобразно изложените аргументи и динамиката на цените на борсите в тези държави, това повишение е невероятно. Това прави

цялата ценова прогноза на БАН недостоверна. Например, в българския случай, до 2030 борсовите цени следва да се повишат с между 72% – 82%. Ако компонентът цена на енергията съставлява около 60% от крайната на електроенергията, то за битовите потребители това повишение при запазване на същите разходи за мрежови разходи означава общо повишение с 42% – 48% или средно с 3.5% – 4.0% годишно. Това би срещнало силна съпротива заради чувствителността на домакинствата към цените на електрическата енергия.

Финансовият модел на БАН, в изтеклата в интернет версия, предвижда три сценария на цените на вътрешния пазар (Таблица 1).

Таблица 1. Прогнозни варианти на вътрешни цени на електроенергията с оценка

Варианти за цени, в €/MWh	2028	2040
Минимален БАН	56.41	61.41
Среден БАН	61.87	71.29
Максимален БАН	67.33	81.99
Оценка ЦАУР	59.74	63.04

Нашата оценка е направена като коригираме нереалистичния скок на цените в периода 2017 – 2020, посочени от БАН и запазваме темповете на тяхното досегашно нарастване. Така прогнозата показва цени под тези в минималния сценарий на БАН, а при тях проектът е на загуба¹⁸.

HSBC направи оценки на разходите за изграждане на АЕЦ „Белене“ преди 7 години, които са базирани на данни отпреди 8 – 9 години. Те показаха сходни разходи за

изграждане на централата: цена за изграждане между 8 и 14 млрд. € и себестойност 74.9€/MWh¹⁹. Според финансовия модел на БАН, крайната цена на централата би могла да бъде под 10.5 млрд., а изравнената в годините себестойност на електроенергията е силно подценена до 47.62 и 48.22€/MWh, т.е. с около 35 – 36% по-ниска от тази оценена от HSBC. Ако вземем себестойността от финансовия модел на БАН нуждата от субсидиране на цената на АЕЦ „Белене“ ще бъде, както е показана на Таблица 2:

Таблица 2. Прогноза за нуждата от субсидиране на цените на АЕЦ Белене в млн. €

Варианти при средна борсова цена	Субсидия min	Субсидия max
Регионална от 2017	24	32
Регионална от 2016	137	146
Българска от 2017	133	142
Българска от 2016	225	234

Във всеки от тези варианти производствената цена на електроенергията на АЕЦ „Белене“ би била неконкурентоспособна на либерализиран пазар.

Изводи: всяка дългосрочна прогноза на борсови цени е ненадеждна, но прогнозата на БАН е ненадеждна още в 3-годишен период, предвиждайки необосновано повишение на борсовите цени в региона. След коригиране на тази недостоверност, борсовите цени стават под минимално необходимите за осигуряване на жизнеспособност на проекта АЕЦ „Белене“. Себестойността на електроенергията, дори по сравнително ниските оценки на БАН – прави проекта неконкурентоспособен на либерализирания български пазар.



Други нереалистични допускания в доклада на БАН

Освен вече посочените, в доклада на БАН се правят някои ключови допускания, които са силно нереалистични. Те поставят под съмнение цялостното качество на проведеното проучване.

- 1) Прогнозният модел на БАН съдържа сценарии за динамиката на населението, обусловена от нарастването на БВП. В максималният сценарий, при ръст на БВП от 3 – 4 до 6% годишно, населението нараства с 300 000 души до 2040, или 6.96 млн. души. Не съществува друга подобна прогноза. За сравнение, прогнозите на НСИ, Евростат и ООН²⁰ предвиждат намаляване на населението в 2030 до 6.4 – 6.5 млн. души. Аргументирането на това повишение с ръста на БВП е неуместно и противоречи на тенденциите в развитите държави.
- 2) Прогнозите за темповете на растеж на БВП на БАН надвишават значително официалните. Референтния сценарий на ГДЕ на ЕК прогнозира темп на растеж на българския БВП от порядъка на 1.8% за периода 2020 – 2030 и 1.7% за 2030 – 2040²¹; прогнозата на ГДИФ на ЕК е за ръст – от 2.7% към 2020, забавяне до 1.6% към 2025 и 1.3% към 2030; прогнозата на МВФ, която е най-оптимистична, предвижда ръст – от порядъка на 3.18% – 4.3% до 2030²².
- 3) Регресионните модели, използвани за прогнозиране на потреблението са практически недостоверни. В различни комбинации те използват производството на електроенергия и икономическия растеж като независими променливи,

а населението и потреблението на електроенергия – като зависими. Това е недопустимо заради практическата зависимост между населението и потреблението на електроенергия.

- 4) Докладът на БАН, в изтеклата версия, прави допускание, че себестойността на електроенергията е 111.2 лв./MWh, която е с 52% над оценката на Световната банка.



Заклучение

Докладът на БАН цели да докаже, че има икономическа целесъобразност от изграждането и въвеждането в експлоатация на АЕЦ „Белене“ в следващото десетилетие. Той бе използван в публичното пространство за аргументиране на необходимостта от изграждане на централата. Докладът е недостоверен в опита си да отговори на следните ключови въпроси:

1. Съществува ли сигурно пазарно търсене в България, което да оправдава въвеждането на нова базова мощност от 2000 MW и може ли търсенето в региона да допълни/подсигури пазарната реализация на такава мощност? Използвайки реални данни ние показахме, че сигурното търсене в региона в средносрочен хоризонт не надхвърля 390 MW мощности от АЕЦ, но дори да се запази износа на България, (което е малко вероятно), около 1000 MW биха били достатъчни. По официални и надеждни данни от ECO, излишъка на мощности в към 2026 ще бъде от порядъка на 2000 MW. Към тях предстои добавянето на мощности от ТЕЦ „Варна“.
2. Съществуват ли ценови предимства на този проект пред алтернативни източници на генерация? Според подкрепените от фактите предложени в този доклад оценки към 2017, конкурентоспособността на мощностите от АЕЦ отстъпва пред на тази на газовите и парогазовите централи, както и на конвенционалните ТЕЦ.
3. Достатъчно високи ли са борсовите цени, за да осигурят конкурентоспособността на този проект? Анализът на борсовите цени показва, че тяхно рязко повишение до нива, които биха позволили пазарната реализация на проекта е нереалистично и е аналогично на ценови шок от рязко поскъпване на горивата за производство. При запазване на борсовите цени на сегашните нива се налага субсидиране на производството от новата мощност. То било напълно неконкурентно при сегашната себестойност на действащите централи

Технико-икономическият анализ на БАН не предлага решение на проблемите, които не допуснаха изграждането на АЕЦ Белене от 2002 насам: липсват доказателства за значимо търсене вътре в страната, което да оправдае изграждането на нова базова мощност от 2000MW; динамиката на цените и конкуренцията на вътрешния пазар не допуска икономическа целесъобразност на инвестиция от порядъка на 10.5 млрд. евро.

Аргументите в публикуваната официална извадка и изтеклите версии на доклада съдържат съществени слабости:

- 1) предвидено е нереалистично повишение на борсовата цена на електрическата

енергия в България и в региона;

- 2) прогнозата за търсенето на електроенергия на регионалния пазар е неаргументирана;
- 3) не са анализирани алтернативните технологии за генерация и ефекта от изграждането им от страна на пазарен инвеститор върху конкурентоспособността на проекта АЕЦ „Белене“;
- 4) ключови допускания в доклада на БАН са нереалистични, което подлага под съмнение всички изводи, направени в него.

Приложения

Приложение 1: Крайно потребление на държавите от ЕС в региона (GWh)						
год.	България	Гърция	Хърватска	Унгария	Румъния	Словения
2000	24251	43151	11833	29441	33939	10521
2001	24593	44542	12001	30545	36294	10942
2002	24081	46599	12702	31485	35587	11689
2003	25134	48625	12972	31396	37501	12047
2004	24906	49738	13702	31818	38775	12546
2005	25716	50904	14417	32338	38859	12742
2006	26888	52523	15079	33238	40965	13165
2007	27213	55190	15384	33744	40974	13264
2008	28658	56646	16137	34327	41813	12806
2009	26847	54713	15511	33150	37607	11293
2010	27103	53120	15862	34207	41317	11945
2011	28421	51794	15735	34540	42714	12500
2012	27845	52017	15350	35004	42386	12428
2013	27532	48791	15072	34873	40628	12479
2014	27674	49500	14833	34737	41905	12459
2015	28326	50787	15343	36193	43030	12788
2020	29142	53295	16190	35894	47198	13468
2025	30216	52005	16171	38193	49225	14702
2030	31075	50502	16431	39064	51078	15075
2035	31711	52877	17111	40581	53313	15377
2040	32767	54312	17914	42871	56289	15971
Промяна 2015-2030	16%	7%	17%	18%	31%	25%

Приложение 2: Нетно производство на държавите от ЕС в региона (GWh)						
год.	България	Гърция	Хърватска	Унгария	Румъния	Словения
2000	36884	49863	10879	32259	48625	12795
2001	39617	49730	12373	33704	50423	13591
2002	38598	50608	12241	33475	51056	13693
2003	38474	54337	12702	31378	51317	12895
2004	37544	54889	13496	31262	52693	14308
2005	40281	55740	12698	33219	55504	14149
2006	41601	56547	12570	33345	58350	14117

2007	39067	59088	12167	37220	56165	14044
2008	40695	59407	12375	37383	60100	15357
2009	38743	56073	13033	33344	52759	15375
2010	42218	53389	14432	34613	55923	15410
2011	45844	53913	10951	33533	56490	15001
2012	42859	53654	10396	32351	53694	14705
2013	39818	52560	13660	28031	54134	15117
2014	43231	46702	13159	27131	60699	16486
2015	44727	47806	10983	28132	61277	14187
2020	44821	54243	13737	31183	66023	15442
2025	46676	54497	14331	34007	71154	16311
2030	47338	53105	13884	39630	71997	17963
2035	51389	56154	15495	41341	73619	19027
2040	50839	55737	16527	43282	76177	20498
Промяна 2015-2030	14%	17%	50%	54%	24%	44%

Приложение 3: Инсталирани мощности на държавите от ЕС в региона (GWh)						
год.	България	Гърция	Хърватска	Унгария	Румъния	Словения
2015	11968	19208	4884	7495	24896	3490
2020	11812	19703	4892	7075	23990	3888
2025	12479	22088	5276	7666	24313	3907
2030	13488	23780	5518	8463	24414	4177
2035	13114	24196	5268	8440	21439	4397
2040	13110	24086	5512	8856	21866	4467
Промяна 2015-2030	10%	25%	13%	18%	-12%	28%

Приложение 4: Оценка на изравнените цени на генерация от фосилни горива, EIA							
2016\$/MWh	Коефициент на използва- емост (%)	Изравнена цена на капитала	Фикси- рани разходи	Вари- раци разходи (вкл. гориво)	Инвести- ции в преносен капацитет	Общи LCOE	Общи LCOE със 100% завишаване на цената на ПГ
Комбиниран цикъл на производство	87	13.9	1.40	40.8	1.2	57.3	98.10
Комбиниран цикъл на производство с развити технологии	87	15.8	1.3	38.1	1.2	56.5	94.50
ТЕЦ	30	40.7	6.60	58.6	3.5	109.4	109.40
ТЕЦ с развити технологии	30	25.90	2.6	58.6	3.5	94.7	90.60
АЕЦ с развити технологии	90	73.6	12.60	11.70	1.1	99.1	99.00

Бележки

¹ Р Е Ш Е Н И Е № 1068/15.12.2016 г. Изпълнението на това решение беше важен елемент от политическата програма на ПП ГЕРБ за последните парламентарни избори

² http://gerb.bg/files/useruploads/files/gerb_programa_2017.pdf

³ <http://news.bnt.bg/bg/a/finalniyat-doklad-na-ban-shche-reshi-bdeshcheto-na-proekta-aets-belene>

⁴ <http://bas.bg/images/NEWS2017/11/Rezume.pdf>

⁵ <http://news.bnt.bg/bg/a/temenuzhka-petkova-iska-shiroko-obszhdane-na-doklada-na-ban-za-aets-belene>

⁶ $8472.714286 \text{ GWh} * 1000 / 365 / 24 = 967.2048271 \text{ MW}$; умножени по историческо КПД (Load factor): = годишно производство (усреднено за периода 2013-2016) / $365 * 24$ * номинална мощност. За АЕЦ = 82%; за ТЕЦ = 48%, като за илюстрация са използвани данните за ТЕЦ „Ей и Ес Гълъбово“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица изток 3“.

⁷ https://balkanleaks.eu/wp-content/uploads/2017/12/InterimReport_2_model.xlsx

⁸ <https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>

⁹ <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2014/7209-uranium-2014.pdf>

¹⁰ <http://www.platts.com/latest-news/electric-power/kyiv/ukraine-to-build-power-line-for-power-exports-26452126>

¹¹ <http://bas.bg/images/NEWS2017/11/Rezume.pdf>

¹² https://balkanleaks.eu/wp-content/uploads/2017/12/InterimReport_1.docx

¹³ <http://eso.bg/fileObj.php?oid=703>

¹⁴ Прогнозен брутен баланс на мощностите при екстремални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС на България, който минимизира генерацията от ВЕИ и следва да моделира критични ситуации с приложена оценка за авария и планиран престой на конвенционалните мощности.

¹⁵ За оценка на сравнителните разходи не може да се използва последното издание на Международната енергийна агенция от 2015. Причината е в два пъти по-високите цените на природния газ, заложили в тези оценки. Те варират от 11.1\$/MMBtu за Европа, до 5.5\$/MMBtu за САЩ. В същите единици, цените в 2016 са средно 4.93\$/MMBtu и 2.46\$/MMBtu за САЩ. Необходимо е да се използват по-съвременни издания.

¹⁶ <http://reg.cpc.bg/Decision.aspx?DecID=300050609>

¹⁷ http://www.dnevnik.bg/biznes/2017/11/17/3079760_durjavata_niama_da_dava_poveche_pari_za_belene_uveri/

¹⁸ „Резултатите от проиграването показват, че проектът е финансово жизнеспособен с **изключение при най-ниски прогнозни борсови цени** и потвърждават направените изводи относно разделителната линия между жизнените и нежизнеспособните сценарии.“ Окончателен доклад относно възможността за реализация на активите на АЕЦ „Белене“ резюме, Стр. 8

¹⁹ https://www.banktrack.org/download/hsbc_s_project_belene_financial_modelling_presentation_/20120422_belleville_financial_modelling_presentation_to_beh.pdf

²⁰ ЦАУР, Доклад за населението, ноември 2017: Прогнози за населението на България 2017 – 2035 <http://riskmanagementlab.com/product-category/%D1%81%D0%BE%D1%86%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D0%BD%D0%B8/%D0%BD%D0%B0%D1%81%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5/>

²¹ <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>

²² ЦАУР, доклад за населението, ноември 2017, Прогнози за населението на България 2017 – 2035 <http://riskmanagementlab.com/product-category/%D1%81%D0%BE%D1%86%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D0%BD%D0%B8/%D0%BD%D0%B0%D1%81%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5/>

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, АПРИЛ 2018

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Този доклад прави сравнителен анализ на последиците за потребителите от повишаването на цената на природния газ. Предметът не се оценява положително или отрицателно, анализира се единствено с оглед да се установят възможните варианти на последиците.

При изготвянето на доклада, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация. Данните, анализите и мненията са базирани на коректно посочените източници. Анализът и прогнозите не изразяват политически пристрастия; не третират предмета на анализа положително или отрицателно; не дават аргументи за ползата или за вредата от несигурността; третират я единствено от гледна точка на опитите за управление на рисковете.

Авторите не носят пряка или косвена отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. Може да се цитира само за административни, изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

RAM© 2018. Всички права запазени



Резюме

В доклада последователно разглеждаме новите моменти в рисковия контекст на пазара на природен газ, обръщайки внимание на сезонността на потреблението и влиянието върху него, което оказват цените. В България, то расте поради ниските цени, а в ЕС – заради цените и ценовото предимство на производството на електрическа енергия от природен газ.

Идентифицираме като основен рисков фактор комбинираното въздействие на двата проекта на Газпром: „Северен поток-2“ и „Турски поток“ под условието на изолираността на българския газов пазар. Демонстрираме, как при наличието на свърхкапацитет на преносната мрежа от Русия, ролята на тези проекти е в постигането на пазарно доминиране на Газпром и изолирането на Украйна като транзитна държава.

Мерките за въздействие следва да бъдат фокусирани в максимално бързото реализиране на пазарна свързаност с Гърция и Сърбия. Проектът за изграждането на терминал за втечняване в Хърватска, резервираният капацитет от газовата връзка с Гърция и перспективата за предлагане на газ от Източното Средиземноморие са благоприятни фактори.



Рисков контекст

Основните рискови фактори в началото на 2018 са стратегическите инфраструктурни проекти на Газпром: „Северен поток-2“ и „Турски поток“.

Цената на природния газ в България нараства. За първото тримесечие повишението е с 2.7% спрямо предходното, а за второто – с още 2.6%. Спрямо същия период за 2017 има повишение с 25.8% за първото тримесечие и намаление с 0.4% за второто. В абсолютни стойности, тези цени са 17.07 €/MWh за първото тримесечие и 17.4 €/MWh за второто. Наблюдава се сезонен спад на потреблението. За януари 2018 то е със 17% по-малко от миналогодишното, като за декември 2017 е с 10% по-малко спрямо същия месец на 2016. За последните 3 месеца на 2017, които асоциираме с началото на отоплителния сезон, намалението е средно със 7% спрямо 2016.

През ноември 2017 Европейската комисия опита да приложи върху проекта „Северен поток-2“ изискванията на Директивата относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ (2009/73/ЕС) от Третия либерализационен пакет¹. Това нейно предложение срещна силна съпротива в асоциациите на европейската индустрия². През март 2018 правния съвет към Европейския съвет обяви, че ЕС няма юрисдикция върху изключителната икономическа зона и че предложението на Комисията противоречи на законодателството на ООН относно международните води³. Също през март, проектът получи от германските административни органи всички разрешителни, необходими за започване на строителството^{4,5}. Регулаторният риск за „Северен поток-2“ намалява, с което нараства рисковото въздействие върху доставките в България и в перспектива – за развитието на газовите пазари в региона.

Напредва изграждането на „Турски поток“. До началото на април 55% от първата тръба, с капацитет 15.75 млрд. куб м., по дълбоководната част на трасето е

завършена⁶. Ако строителството завърши в срок, доставките ще започнат в края на 2019. Намалява несигурността относно втората тръба – със същия капацитет, която по проект е предназначена за доставки за европейския пазар. През януари Газпром получи разрешение от турските власти за изграждането на дълбоководната част от нея. До април обаче все още липсва разрешение за изграждане на сухоземната част⁷.

Перспективите за изграждането „Северен поток-2“ и „Турски поток“ създават рискове с различна тежест за доставките на газ от Североизточното направление за проекта за газов хъб „Балкан“. Анализираме тези рискове в контекста на пазарите в България и ЕС в текста, който следва.



Динамика на цените и потреблението в България и ЕС

Основен фактор за наблюдаваната сезонна динамика на потреблението на природен газ е климата. За декември и януари доставките в страната са съответно 365 и 391 млн. куб. м.⁸, което е с 10% и 17% по-малко от това за предходната година. Допускаме, че причината за това е в по-високите средно месечни температури. За декември те са с около 2.2% над нормата, а за януари – с 1.5%⁹. Общо, за месеците от изминалия отоплителен сезон: октомври – януари, потреблението е с 10% по-ниско от това за същия период в края на 2016 и началото на 2017.

Тази тенденция донякъде кореспондира с динамиката на потреблението в ЕС. В последното тримесечие на 2017, то спада с 2%, като това се дължи на потреблението на домакинства за отоплителни нужди¹⁰. Запазва се ръста на потреблението за производство на електрическа енергия. Общо, се наблюдава слаб ръст в Южна Европа и Полша, Ирландия и Холандия и значително намаление в държавите в Северна Европа, Германия и Великобритания.

Въпреки отчетеното намаление през студените месеци от годината, като цяло тенденцията за ръст на потреблението в ЕС и България, спрямо предходната година, се запазва. За последните три години, този ръст в ЕС е съответно 6% за 2017, 7.4% за 2016 и 4.2% за 2015¹¹. За България динамиката този ръст е 3.3% за 2017, 4.0% за 2016 и 8.6% за 2015. Двигателите на този постоянен ръст в Европа са икономическото възстановяване, увеличената конкурентост на природния газ за производство на електрическа енергия в ЕС и променената ценовата стратегия на Газпром. Първите два фактора действат и в България.

За последните три години ръстът на БВП за ЕС спрямо предходната година е 2.4% за 2017, 2% за 2016 и 2.3% за 2015. За България той е съответно 3.6%, 3.9% и 3.6%. Последната краткосрочна прогноза за икономиката, ЕК оценява рисковете за икономиката като „балансиращи“ и е оптимистична за запазване на подобни темпове ръст до 2020¹². Оценката за България е сходна: очаква се ръст от 3.7% за 2018 и 3.5% за 2019.

Както отбелязахме в предишния доклад, съществува тенденция за заместване на въглицата от природния газ в производството на електрическа енергия в ЕС. Доставките за газовите централи на годишна база растат, особено в държави с развити газови пазари: 27% за Испания, 24% за Холандия, 48% за Португалия, 19% за Франция и 18% за Гърция. Това се дължи на увеличената конкурентост на газовата

генерация. Спредът „чиста искра“, (clean spark spread), измерващ печалбите на централите на природен газ за последното тримесечие на 2017 е средно 7 €/MWh във Великобритания¹³. В Германия стойността е отрицателна: -1.69€/MWh, но по-висока от спреда „тъмна искра“ за въглищните централи: -2.28€/MWh¹⁴.

Друг двигател на заместването е увеличената цена на въглищата на световните пазари. Значим фактор за това е намаленото производство в Китай¹⁵, заради изкуствено ограничаване на производството и стремеж за реформиране на добивната индустрия. Цените на въглищата нараснаха от 70\$/тон в първото тримесечие на 2017 до около 90\$/тон за последното¹⁶. Международната енергийна агенция очаква високата вариация на цените да се запази, което ще повлияе благоприятно ценовото предимство на природния газ.

Растат и цените на въглеродните емисии: от по-малко от 5€/тон в средата на 2016 до 7.6€/тон в края на 2017. От началото на 2018 до април тази цена достигна и надхвърли 13€/тон¹⁷. Пазарът за въглеродни емисии изглежда фундаментално различен от предишните години. Причина за това е реформата на Схемата за търговия с емисии, одобрена в края на 2017 и най-вече механизмът за пазарна стабилност, който ще ограничи излишъка на квоти за емисии след 2019.

В двата доклада от 2017 анализирахме последиците от ангажиментите на Газпром по повод разследването на ЕК за злоупотреба с господстващо положение. За България, тези ангажименти се отнасят до отпадане на ограниченията за внос, износ и реекспорт на природен газ, възможности за предоговаряне на цените при използване на референтни цени на ликвидните газови хъбове в ЕС, отпадане на забраната за реекспорт и специфичните клаузи за наблюдение и измерване в договорите, налагани от компанията, които водят до изолиране на пазара. Тези ангажименти отразяват общите принципи на споразумението между Комисията и Газпром, валидни за Централна и Източна Европа¹⁸.

Както сме отбелязвали и преди, наблюдава се постепенна конвергенция на борсовите цени на природния газ и тези по дългосрочни договори. Няколко фактора въздействат върху това: намаляването на цените на петрола¹⁹, натискът на ЕК по повод антимонополното производство, намаляването на вътрешното производство в ЕС и увеличаването на доставките на втечен природен газ.

В среда на 2014 цените на петрола достигнаха 112 \$/барел, в края на същата година те паднаха до 62 \$/барел, като от средата на 2015 до октомври 2017 се движеха между 40 и 60 \$/барел, без да преминават тази горна граница. В края на 2015 и началото на 2016, цената беше около 36 – 37 \$/барел.

Производството в ЕС намалява от 175.8 до 118 млрд. куб. м. или с 33% от 2010 до 2016²⁰. През първото тримесечие на 2017, то расте с 8% спрямо същия период за 2016, но в следващите тримесечия до края на годината намалява съответно с 6%, 9% и 5%. Основен двигател за това е спадът на производството в Холандия (-9%) и Германия (-8%)²¹.

Доставките на втечен газ за 2017 нарастват с 12% спрямо предходната година. Запазва се тенденцията, която очертахме в предишния доклад. Доставките намаляват за ликвидните и добре свързани пазари в Северозападна Европа: -38% във Великобритания, -40% в Белгия и -1% в Холандия и се увеличават в Южна и Източна Европа: Испания (25%), Франция (30%), Гърция (36%), Италия (32%), Португалия (76%) и Полша (57%).

Под въздействието на тези фактори Газпром адаптира своето пазарно поведение. По думите на представител на компанията, в средата на 2017 малко над 50% от договорите за доставки са базирани на цените на спот-пазарите или използват смесено ценообразуване с индексация²². Вследствие на това пазарният дял на компанията в Европа расте: от 31% за 2015 до 35% в 2017.

Въздействието на посочени фактори върху цените на природния газ ще продължи. От средата на 2017 цените на петрола растат, достигайки 70 \$/барел в края на януари, спаднаха за кратко до 62 \$/барел през февруари и растат до 74 \$/барел през април²³. Тази тенденция се подкрепя от несигурността в Близкия Изток, ефективните ограничения на производството от страна на ОПЕК.

На нарастването на посочените цени противостои спадането на курса на щатския долар спрямо еврото. Стойността на еврото спрямо долара в 2017 нараства с повече от 10%: от 1.06 долара за 1 евро средно за януари 2017 до 1.18 през декември. Тази тенденция се запазва и в 2018. За периода януари – април увеличението е с нови 0.8%. Практически, от средата на 2017 до април, реалните разходи за петрол са намалели с 5%. Считаме, че това въздейства и върху цените на спот-пазарите за природен газ в ЕС: цените за последното тримесечие са около 19 – 20 €/MWh, което е ръст от 10% спрямо същия период на 2016. Силен краткосрочен ефект върху цените в средата на декември оказаха аварията в газовия хъб Баумгартен и тръбопровода Forties в Северно море. Цените в Италия на 12 декември нараснаха от 23.7 до 75 €/MWh или с 216%, докато в Австрия – от 24 на 33 €/MWh, или с 38%. Разбира се, това подчертава важността на добрата свързаност за сигурността на доставките и ниските цени. В България, след поскъпването с 2.6% през април, тенденцията към плавно нарастване заради цената на петролните деривати, ще продължи.

Изводи:

1. Под въздействието на сезонни фактори, потреблението в България и ЕС за зимните месеци е по-ниско от това в края на 2016 и началото на 2017. Въпреки това и в двата случая съществува ясно изразена тенденция за нарастване на годишното потребление.
2. Основен двигател на това нарастване в България са ниските цени, а в ЕС – комбинацията между ценовото предимство на генерацията от природен газ, ръста на цените на въглеродните емисии, конвергенцията при цените по индексирания договори и тези на спот-пазарите, увеличените доставки на втечен газ.
3. Пазарите в България и ЕС реагират на промените в обстоятелствата по фундаментално сходен начин: намаляването на цените увеличава потреблението. Основната разлика при българския пазар е неговата изолираност – извод, който е правен многократно. Това е и основният източник на риск за сектора в страната, засилван от рисковото комбинирано въздействие на проектите „Северен поток-2“ и „Турски поток“, които разглеждаме последователно в следващата част на доклада.

**Динамика и пазарни основания на проектите на Газпром****1. „Северен поток-2“**

С отпадането на правните ограничения пред „Северен поток-2“, нараства риска за пазарно доминиране на Газпром в ЕС. Съществуват няколко аргумента за това.

Зависимостта на ЕС от външни доставки расте. Делът на нетния внос за 2014, 2015 и 2016 е съответно 68%, 69% и 70% спрямо брутното потребление. Пропорционално расте и самия внос: с 9.7%, 10% и 11% спрямо предходната година²⁴. Тази тенденция се запазва и в 2017. За последното тримесечие обемът на вноса расте с 6% спрямо същия период на 2016. Отчетения обем от 1123 TWh е най-големия от 2014 насам²⁵.

Пазарния дял на Газпром в Европа расте. Делът на доставките от Русия е 43% от вноса за 2017 и расте с 1% спрямо 2016. С 16% нараства използваемостта на преносната мрежа. Пазарният дял на Газпром за 2017 се оценява на 35%²⁶. Общият обем на доставените количества за Европа и Турция е 193.9 млрд. куб. м. и е с 8.1% повече спрямо 2016. Съотношението на преноса по основните трасета е както следва: от Украйна – 44%, Беларус – 24%, Северен поток – 30%²⁷.

Съществува свръхкапацитет на преносна инфраструктура. Според оценка на ЕК, Европа разполага с капацитет за внос от 700 млрд. куб. м. годишно²⁸. Общо, потреблението за 2017 е 491 млрд. куб. м., а за 2016 и 2015 е съответно 429 и 399 млрд. куб. м. За 2017 обемът внесен втечен газ е 63.5 млрд. куб. м., а за 2016 – 56.7 млрд. куб. м.²⁹. Свободният капацитет за последните две години е 39% и 46%. С изграждането на „Северен поток-2“ и „Турски поток“, този капацитет би се увеличил с допълнителни 86.5 млрд. куб. м. или с още 12%. В перспектива, при сегашния обем на внос на втечен газ, свободният преносен капацитет ще бъде от порядъка на 45% или почти половината от наличния.

Обемът на доставките на втечен газ е нисък и на този пазар доминира търсенето в Азия. Въпреки увеличаването на обема на този внос, делът му в общото потребление намалява от 13.2 на 12.9%. Както бе посочено, високо ликвидните пазари в Северна Европа са трайно непривлекателни за тези доставки. В същото време, привлекателни са високите цени и голямото търсене в Азия. За 2016 обемът на вноса за Япония, Южна Корея и Китай е еквивалентен на 212.8 млрд. куб. м., т.е. 3.7 пъти повече от този за Европа. За сравнение, цените в Япония в последното тримесечие на 2017 са средно 9.3 \$/mmbtu или 3.4 пъти над тези в холандския спот-пазар (TTF). Това е тенденция, която следва да се задържи: освен ценовите предимства, заради инвестициите в нова инфраструктура в Япония³⁰ и преминаването от въглища към природен газ в производството на електроенергия в Китай.

С изграждането на „Северен поток-2“ транзитът през Украйна може да бъде минимизиран. За последното тримесечие на 2017 обемът на доставките през страната намалява до 39% от общия, като за същия период на 2016 е бил 46%. Въпреки това като цяло, за изминалата година Украйна остава основното трасе за доставки към Европа с дял от 44% и обем от 93.4 млрд. куб. м. Общият преносен капацитет на страната се оценява на 142 млрд. куб. м. годишно. По този начин използваемостта му е от порядъка на 65%.

От гледна точка на Русия, Украйна може да се разглежда единствено като транзитна държава. След 2015 липсват директни доставки за страната. В началото на 2018

завърши арбитражното дело между Нафтогаз и Газпром. Украинската компания следва да получи компенсации в нетен размер на 2.56 млрд. долара и се задължава да купува минималните количества от 5 млрд. куб. м. газ годишно от Газпром ³¹.

2. „Турски поток“

Изолираността на българския газов пазар увеличава уязвимостта от въздействията, породени от строителството на Турски поток. За турската страна, този проект елиминира необходимостта от транзит през Украйна, Румъния и България и създава реална предпоставка за максимизиране на ролята на страната като регионален енергиен център, със съществена роля за пазара на ЕС. Особено важно е, че този проект ще намали зависимостта на Турция от енергийни доставки, при условие, че потреблението в страната не започне да расте.

Турция е вторият по важност експортен пазар след Германия за Газпром³². Обемът на доставките за изминалата година са 29 млрд. куб. м., а за 2016 – 24.7 млрд. куб. м. Общо за 2016 вносът е в обем от 46.4 млрд. куб. м. като 53% са с източник Русия. Увеличават се инвестициите в газопреносната мрежа вътре в страната, чийто капацитет се очаква да се удвои до 473 млн. куб. м. за ден³³. По този начин се увеличават възможностите за избор между различните доставчици в региона.

Ще нарасне преговорната сила на страната при определянето на цените на природния газ. Турският оператор на преносна мрежа BOTAŞ води арбитражно дело срещу Газпром, което се очаква да завърши в 2019³⁴. Поводът е нереализиран предварителен договор за намаление на цената на газ с 10.25% през 2015, поради влошаването на отношенията между двете страни през същата година и обвързването на тази отстъпка от страна на Газпром, със строежа на Турски поток. Заедно с това, договорът за доставка между двете компании по направлението от България изтича в 2021.

В тази перспектива, изграждането на „Турски поток“ не намалява, а увеличава енергийната сигурност за Турция, защото създава взаимна обвързаност между Газпром и страната. Очаква се цената на проекта да достигне 6 – 7 млрд. евро. Възстановяването на тези разходи ще изисква дългосрочни доставки от Газпром, включително към Европа. Вече са налице стъпки за гарантиране на такива доставки към Сърбия и свързване на доставите по „Турски поток“ с газовия хъб в Баумгартен³⁵,
³⁶.

Турската енергийна стратегия предвижда намаляване на зависимостта от фосилни горива и съответно и увеличаване на дела на ВЕИ и на ядрените мощности. След 2014 намалява потреблението на природен газ в Турция, средно с 3% годишно³⁷. За изминалата година са въведени 1.79 GW соларни мощности, което нарежда страната на първо място в Европа, пред Германия (1.57 GW) и Великобритания (0.91 GW)³⁸. Новите мощности ВЯЕЦ са 766 MW. Планира се до 2023 почти да се удвоят мощностите от въглищни централи: от 17.3 до 30 GW.

Изводи:

1. Допълнителната цена на „Северен поток-2“ и „Турски поток“ е оправдана единствено заради стремежа за достигане на пазарно доминиране на Газпром на европейските пазари и изолирането на Украйна като транзитна държава.
2. Стратегическите предимства, които „Турски поток“ създава за турската страна, са заплаха за българския газов сектор. Турция и България играят игра с нулева сума в борбата за лидерска позиция в доставките в Югоизточна Европа. Ако спечели единия – другият със сигурност ще загуби. Реализацията на новия

газопровод през Черно море може да прекрати транзита на газ и да намали потенциалните количества търгувани и разпределяни от бъдещия газовия хъб „Балкан“.

3. Комбинацията на двата проекта засилва тяхното рисково действие.



Оценка и прогноза на рисковете за газовия пазар

Рисковете в началото на 2018

Основният риск от комбинираното въздействие на двата проекта е изолирането на българския, както и на другите малки пазари. Този доклад, както и предишните демонстрират, как добре свързаните и ликвидни пазари постигат високо потребление при конкурентни цени. Пълното използване на капацитета на „Турски поток“ може да прекрати доставките през България в обем от около 14 млрд. куб. м. като липсва пряка опасност за загуба на транзитните такси от около 90 млн. евро. Рязко ще намалее преговорната сила на България в отношенията с Газпром. Рискът се усилва от увеличаването на ролята на руската компания в Европа, свръхкапацитета на преносната ѝ мрежа и ценовите предимства при реализацията на втечнения природен газ на азиатските пазари.

Мерки за въздействие

Повтаряме заключението от доклада в края на 2017: предлагането на газ от Южното направление ще нарасне; съществува силна политическа и финансова подкрепа за изграждане на нова инфраструктура, която да осъществи тези доставки. Налице е реална възможност България да разполага със собствен добив на нефт и газ. Новите събития са:

- договорът за грант, по механизма „Свързана Европа“, за строеж на терминал за втечнен газ в Кърк, договорен през декември от Хърватска;
- перспективите за разкриване на нови източници на доставка от близкото Средиземноморие. В началото на годината италианската ENI съобщи за геоложко откритие, сравнимо с находището Зор във водите на Египет³⁹.

Мерките за въздействие са обвързани с максимизиране на пазарната свързаност. В началото на годината бе проведена процедура за възлагане на обществена поръчка за производство и доставка на тръби за изграждане на между системната връзка Гърция – България. Очаква се самото строителство да бъде стартирано в третото тримесечие на година. Проектът ще гарантира доставки в обем от над 1.8 млрд. куб. м. като следва: 1.57 млрд. куб. от азербайджанската SOCAR и 276 млн. куб. метра от Американската компания Linden Energy⁴⁰.

Междусистемната газова връзка България – Сърбия следва да бъде завършена до 2022: с две години по-късно от предишния срок. При реализиране на ангажиментите на Министъра на енергетиката, строителството по този проект може да стартира в средата на 2019⁴¹.

България няма възможност и нужда да прави друго, освен да максимизира междусистемната си свързаност в кратки срокове, за да избегне ефектите на пазарната сила на Газпром.

Бележки

- ¹ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-4401_en.htm
- ² <https://www.euractiv.com/section/energy/news/industry-council-remove-nord-stream-2-hurdles/>
- ³ <https://www.reuters.com/article/us-eu-gazprom-nordstream/eu-legal-blow-to-bid-to-regulate-russias-nord-stream-2-pipeline-idUSKBN1GH28D>
- ⁴ <https://www.reuters.com/article/us-russia-germany-nordstream/germany-fully-approves-russia-built-nord-stream-2-gas-pipeline-idUSKBN1H31IF>
- ⁵ <https://www.nord-stream2.com/media-info/news-events/nord-stream-2-receives-permit-for-german-territorial-waters-82/>
- ⁶ <http://tass.com/economy/997533>
- ⁷ <https://www.reuters.com/article/russia-turkey-gas-pipeline/turkish-permit-for-land-section-of-turkstream-pipeline-still-pending-novak-idUSR4N1RC011>
- ⁸ <http://www.nsi.bg/>
- ⁹ <https://www.stringmeteo.com/>
- ¹⁰ <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>
- ¹¹ BP Statistical Review of World Energy 2017
- ¹² https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-performance-and-forecasts/economic-forecasts/winter-2018-economic-forecast_en#economic-forecast-by-country
- ¹³ <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/spark-and-dark-spreads-gb>
- ¹⁴ <https://www.platts.com/latest-news/coal/london/german-gas-fired-power-margins-above-coal-as-26881013>
- ¹⁵ <https://www.ft.com/content/a07e0a54-8010-11e6-8e50-8ec15fb462f4>
- ¹⁶ <https://www.iea.org/coal2017/>
- ¹⁷ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-03-26/europe-s-38-billion-carbon-market-is-finally-starting-to-work>
- ¹⁸ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-555_en.htm
- ¹⁹ ЦАУР, Междинен доклад за природния газ, октомври 2017
- ²⁰ BP Statistical Review of World Energy 2017
- ²¹ <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>
- ²² <https://www.platts.ru/latest-news/natural-gas/amsterdam/gazprom-sees-no-increase-in-hub-based-gas-pricing-26731877>
- ²³ <https://www.bloomberg.com/quote/CO1:COM>
- ²⁴ <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>
- ²⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>
- ²⁶ <https://www.reuters.com/article/russia-gazprom-europe-idAFR4N1OB02C>
- ²⁷ <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>
- ²⁸ https://ec.europa.eu/epsc/sites/epsc/files/epsc_-_nord_stream_-_divide_et_impera_again.pdf
- ²⁹ <https://www.reuters.com/article/us-column-russell-Ing/europe-set-to-be-natural-gas-kingmaker-as-Ing-booms-russell-idUSKBN19L039>
- ³⁰ http://www.meti.go.jp/english/press/2017/1019_001.html
- ³¹ <https://www.reuters.com/article/us-ukraine-crisis-russia-gazprom/ukraines-naftogaz-claims-2-56-billion-victory-in-gazprom-legal-battle-idUSKCN1GC2Z8>
- ³² <https://www.platts.com/latest-news/natural-gas/london/analysis-germany-turkey-lead-2017-russian-natural-26906059>
- ³³ <https://www.dailysabah.com/energy/2017/09/30/with-157b-energy-investments-over-10-years-turkey-eyes-more-fdi-with-international-projects>
- ³⁴ <https://uk.reuters.com/article/russia-turkey-gas/update-2-turkeys-botas-seeks-arbitration-over-russian-gas-deal-idUKL8N12R1RX20151027>
- ³⁵ <https://www.icis.com/resources/news/2018/03/09/10201266/capacity-on-serb-gas-transit-pipe-linked-to-turkstream-offered/?redirect=english>
- ³⁶ <https://www.neweurope.eu/article/russia-pushes-tesla-pipeline-through-balkans/>
- ³⁷ BP Statistical Review of World Energy 2017
- ³⁸ <https://www.pv-magazine.com/2018/02/09/europe-added-8-61-gw-of-solar-in-2017-with-turkey-taking-top-spot/>
- ³⁹ https://www.eni.com/en_IT/media/2018/02/eni-announces-a-gas-discovery-offshore-cyprus
- ⁴⁰ https://www.capital.bg/politika_i_ikonomika/bulgaria/2017/12/11/3095172_tursiat_se_trubi_za

[gazovata vruzka s gurciia sreshtu/](#)

⁴¹ <https://m.investor.bg/energetika/472/a/gazovata-vryzka-sys-syrbiiia-triabva-da-zapochne-da-se-stroi-do-mai-2019-g-232399/>

ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА, МАЙ 2018

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Този доклад се фокусира върху актуалните рискове за електроенергийния сектор. Предметът не се оценява положително или отрицателно; анализира се единствено с оглед рисковете пред страната.

При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без изрично писмено съгласие на ЦАУР съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. Може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, от академичния и административен дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

RAM© 2018. Всички права запазени.



Резюме

Докладът анализира основният рисков фактор в първата половина на 2018 – намеренията на правителството да рестартира проекта „АЕЦ Белене“. Анализирани са предприетите подготвителни действия: изготвянето от БАН на доклади за необходимостта от нови мощности и за пазарна жизнеспособност на проекта; и изработения по поръчка на Народното събрание доклад от министъра на енергетиката с конкретни предложения за реализация на оборудването на „АЕЦ Белене“. Обръщаме внимание на сделката за собствеността на ЧЕЗ Груп България с потенциален купувач българската „Инерком България“ и навлизането на пазара за студен резерв на „ТЕЦ Варна“.

Оценяваме тези събития като рискови и непазарни, допуснати от слабостта на политическите институции да управляват електроенергийния сектор. Слабостта пречи да се вземат ефикасни, прозрачни и предвидливи стратегически решения. Вследствие на това, бе забавена либерализацията в сектора и се готвят решения против публичния интерес за изграждането на „Цанков камък“ и „АЕЦ Белене“. Те са рисковия фактор за задълбочаване на финансовата нестабилност на държавните фирми в сектора, водеща ги към несъстоятелност.

От друга страна, положителния баланс между производството и потреблението, ниската цена на електроенергийната борса и много добрите перспективи пред износа, не създават риск за потребителите на електроенергия и за износителите. Такъв риск може да се появи вторично, като следствие от финансовата нестабилност на държавните електроенергийни фирми. Това може да доведе до повишаване на цената и съответно до засягане на жизнения стандарт на домакинствата и спадане на конкурентоспособността на българските производители.

Подчертава се неспособността на правителствата в последните десет години да изработят нова енергийна стратегия на основата на достоверни прогнози за потреблението и производството и с фокус върху пълната либерализация на търговията с електроенергия на борсов пазар.



Рисков контекст

В началото на 2018 електроенергийният сектор навлезе в турбулентна фаза. Рязко нарасна неопределеността относно неговото бъдеще, като бяха създадени или усилены вече съществуващи рискове за неговото балансирано и сигурно развитие. Рисковите събития са рестартирането на проекта „АЕЦ Белене“, сделката за активите на ЧЕЗ Груп в България и пораждащите съмнения обстоятелства около навлизането на пазара за студен резерв на „ТЕЦ Варна“. Оценяваме положително промените в Закона за енергетиката, които наложиха всички производители с мощност над 4MW да реализират енергията на борсата.

През май министър-председателят обяви, че правителството ще предложи отпадането на мораториума върху строежа на „АЕЦ Белене“¹. Успоредно с това, Министерството

на енергетиката внесе в НС доклад за оползотворяване на закупеното оборудване. Съдейки по думите на министъра, целта на правителството е да намери стратегически инвеститор, който да реализира проекта². Както тя (с уговорки)³, така и председателят на Комисията по енергетика в Народното събрание декларира, че проектът няма да бъде финансиран с държавна гаранция и няма да има обвързване с дългосрочни договори за изкупуване на електрическата енергия⁴.

В началото на 2018 стана ясно, че за потенциален купувач на активите на ЧЕЗ Груп България е избрана българската фирма „Инерком България“. Потенциално, тази сделка включва придобиването на седем дружества: „ЧЕЗ България“ ЕАД, „ЧЕЗ Електро България“ АД, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „ЧЕЗ Трейд България“ ЕАД, „ЧЕЗ ИКТ България“ ЕАД, фотоволтаичната централа „Орешец“ и „Бара Груп“ ЕООД (електроцентрала на биомаса). „Инерком България“ ЕАД е учредено през септември 2017 дружество с капитал от 50 000 лв. Собственик на дружеството е „Инерком инвестмънтс“ ЕАД, отново с капитал от 50 000 лв. и едноличен собственик Гинка Върбакова. Групата от компании разполага с 3 фотоволтаични парка с обща инсталирана мощност от около 23 MW. За *ČEZ Group*, тази сделка крие репутационен и финансов риск. Съществува значителна вероятност българският купувач да не успее да събере нужното финансиране и продажбата да бъде осуетена. Това може да причини обезценяване на акциите на компанията в Прага.

„ТЕЦ Варна“ ЕАД се включи в електроенергийната система като през май предостави за пръв път студен резерв от 366 528 MWh⁵ при цена от 7.65 лв. за MWh. Това се случи след като „ТЕЦ Марица-изток 2“ декларира невъзможност да изпълни договорът си към ЕСО поради повишаване на заявката за активна мощност от НЕК⁶. През март „ТЕЦ Варна“ подаде заявление за утвърждаване на цени за активна енергия в размер на 142.32 лв./MWh и 25.30 лв./MWh за разполагаемост.

В края на 2017 Народното събрание гласува промени в Закона за енергетика, които задължиха всички производители с обща инсталирана мощност над 5 MW да осъществяват сделките си през борсата⁷. През май влязоха в сила нови промени, които намалиха прага на инсталираните мощности до 4 MW. Добави се задължение към операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи да купуват електроенергия за компенсиране на технологичните разходи по пренос⁸. Създаде се механизъм за компенсиране на производителите с преференциални цени. КЕВР следва в срок до 30 юни всяка година да определя премии, представляващи разликата между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна (бурсова) цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин. Тези решения отговарят на препоръките на Световната банка за реформата в сектора, подпомагат пазарната прозрачност и са важен етап в процеса към пълната му либерализацията.

Следва да отбележим, че липсват значителни вътрешносистемни рискове за електроенергийния сектор. Балансът между производствените мощности и потреблението е положителен, с реализирани обеми и сигурен капацитет за нетен износ. Цената на електроенергията за битовите потребители е най-ниската в ЕС (0.097 €/KWh при средна за ЕС 0.204 €/KWh), за индустриалните – шестата най-ниска цена (0.076 €/KWh, при средна за ЕС 0.114 €/KWh), т.е. с 33% под средната. Бурсовите цени са най-ниските в региона. Средната бурсова цена за периода февруари 2017 – март 2018 в България е 39€/MWh, при средна в региона – 48 €/MWh. В контекста на тази конюнктура, част от посочените рискови събития са изключително тревожни. Засилва се вероятността да бъде наложен проектът за „АЕЦ Белене“, който не може да

има пазарна реализация. Заедно с това, съществуват възможности за изява на пазарни и непазарни опортюности, извличащи облаги от политическата и институционалната уязвимост на електроенергийния сектор. Тази уязвимост е основен рисков фактор и е темата на този доклад.



Недостоверност на докладите на БАН за „АЕЦ Белене“

БАН оповести два доклада в изпълнение на договор с БЕХ за изготвяне на национална енергийна стратегия. Оценките на редица експерти, включително на ЦАУР, показват, че докладите на БАН притежават множество слабости, които ги правят негодни за използване при взимане на стратегически решения в електроенергийния сектор:

- 1) Докладите не са изготвени от сертифицирани експерти по управление и финансиране на големи публични инвестиционни проекти; авторите са анонимни;
- 2) Използваните подходи, методи и прогнозни модели не могат да бъдат верифицирани от независима институция, защото не са публикувани изходните данни, непълно е представена методологията и не е публикуван финансовия модел;
- 3) Изцяло липсва анализ на алтернативни мощности за производство на електроенергия; не са направени сравнителен анализ и прогноза на цените на електроенергията, произведена по съвременните технологии;
- 4) Недостоверни са прогнозите на БАН за населението на страната, за жилищната площ, за ръстът на БВП, за стойността на електроенергията и за дялът на ВЕИ; те се различават от прогнозите на НСИ, на ООН и на Евростат;
- 5) БАН не прогнозира производството и потреблението; пропуска съществени елементи на енергийния баланс – загубите от пренос и разпределение, собственото потребление, потреблението в енергийния сектор; не прави прогноза за електропотреблението в региона;
- 6) Игнорирани са прогнозите на Организацията на европейските електроенергийни преносни оператори (ENTSO-E) и Референтните сценарии на Европейската комисия, които следва да се използват за взимане на стратегически решения⁹.

Поради тези пропуски и грешки БАН представя недостоверни резултати:

- 1) Борсовите цени са разделени на вътрешни/международни, въпреки че към 2030 ще има идентични борсови цени вследствие пазарното обединение в региона;
- 2) Предвижда се повишение на цените на електроенергията към 2027 между 49.44 и 66.61 €/MWh и до 58.95 и 84.03 €/MWh до 2040 при средна борсова цена за 2017 от 41.18 €/MWh. Това означава ръст между 20 – 62% за следващите 10 години и между 43 – 104% за следващите 23 години. „АЕЦ Белене“ е условно възможен само при високите цени и то след като поне 15 години (до тяхното достигане) е субсидиран;
- 3) Ценовите прогнози не кореспондират с оценката на Световната банка от 2016 за разходите за производство – около 72 лв./MWh или 36.8 €/MWh. Тъй като при

борсов пазар на електроенергията в дългосрочен план борсовите цени трябва да са близки до себестойността на електроенергийния микс. При очакваното запазване на структурата на генериращият микс в следващите години, прогнозата на БАН за реален ръст на себестойността на производство в порядъка на 32 – 66% за следващите 12 години е недостоверна;

- 4) Прогнозата за новите мощности противоречи на официалните прогнози на ЕСО. В 10-годишния план на ЕСО за 2017 прогнозата на ЕСО е за брутно потребление от 40 410 000 MWh, брутна разполагаемост за производство от 50 240 093 MWh и остатъчна разполагаемост за производство от 9 830 093 MWh. В проекта от 2018, към 2027 се предвижда брутно потребление от 40 510 000 MWh, брутна разполагаемост за производство от 49 390 818 MWh и остатъчна разполагаемост за производство от 9 830 093 MWh. Това съответства на 1600 MW инсталирани мощности или на около 21 – 22% от брутната разполагаемост за производство, съответно за зимните и летните месеци. Освен в екстремни зимни условия, мощностите в следващите 10 години могат да генерират нетен износ при наличие на търсене;
- 5) Не е направен задължителния задълбочен анализ на конкурентостта на производството на енергия от природен газ. ЕСО прогнозира, че към 2026 възниква риск за регулирането на електроенергийната система, вследствие нарастване на мощностите от БЕИ до над 2500 MW. За балансирането им следва да се изградят заместващи газови мощности или мощности с комбиниран цикъл на производство, и/или да се повишат възможностите на ПАВЕЦ „Чаира“, чрез завършване изграждането на язовир „Яденица“ и засилване на капацитета на активното управление на потреблението на енергия (участие на промишлените потребители в механизма на пазара на балансираща енергия). Недопустима е липсата на задълбочен анализ на алтернативните производства при конкурентен пазар;
- 6) Липсва каквато и да е оценка и съобразяване с вероятността от настъпване на рисковете за различните сценарии. Ако се използват стандартизирани вероятности за анализ на сценарии¹⁰, общата вероятност от случването на сценариите на БАН, при които няма недостиг на мощности е 75% и е 3 пъти по-висока отколкото на всички сценарии, при които има недостиг на мощности. Липсата на завършеност на оценката на риска на сценариите създава основа за недопустими спекулации при изводите. Натрупват се многобройни комбинации от сценарии и това дава възможност ниско вероятни комбинации да се сравняват с високо вероятни. По този начин аргументи за заключенията се извличат от бройките комбинации, а не от тяхната вероятност.



Оценка на аргументите за рестартиране на проекта „АЕЦ Белене“

Въпреки Решението на МС от 29 март 2012 за прекратяване на изграждането на „АЕЦ Белене“¹¹, на 15 декември 2016 настоящото правителство взе решение за „рационалното използване на изградената инфраструктура и материална база на площадката на АЕЦ „Белене“, както и на придобитото оборудване с дълъг цикъл на

производство"¹². Това решение бе взето без да има криза с доставките на електрическа енергия, при реализиран за 2016 нетен износ в размер на 6373 GWh и средна борсова цена за годината от 33 €/MWh за България и 36.9 €/MWh за региона.

Въпреки недостоверните си резултати, докладите на БАН бяха активно използвани от министъра на енергетиката при аргументирането на нуждата оползотворяване на направените вече инвестиции за „АЕЦ Белене“, чрез рестартирането на проекта. В Народното събрание бе внесен Доклад от 25 страници относно възможностите за реализация на активите по проекта. Изготвен е спешно от работна група, включваща всички държавни организации имащи отношение по проекта: НЕК, ЕСО, ДП Радиоактивни отпадъци, „АЕЦ Козлодуй“.

В 1/3 от съдържанието си, той запознава с историята на проекта, взетите решения по него и доставеното вече оборудване. В частта, озаглавена „Необходимост от изграждане на нова ядрена мощност“ се съдържат данни за 12 392 MW инсталирани и за 9 400 MW разполагаеми мощности; дадени са данни за вноса и износа в последните 7 год., за брутното производство и потребление в 2016 и 2017. Основният аргумент за необходимостта от изграждането на „АЕЦ Белене“ се извлича от това, че България е страна по Парижкото споразумение относно изменението на климата. В 2017 влизат в сила изискванията на Директива 2010/75/ЕС относно емисиите от промишлеността, отнасяща се до големите горивни инсталации, т.е. до ТЕЦ. На тази база се допуска, че ТЕЦ „ЕЙ И ЕС Гълъбово“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ ще спрат производството си след изтичането на техните дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия – съответно в 2026 и в 2024. И на базата на това допускане се прави заключението че ще страната ще има нужда от инсталирането на нови базови мощности. В помощ на този извод са приведени резултатите от докладите на БАН и разработени от ЕСО прогнозни баланси на мощностите. Според доклада на министъра, допусканията в тези баланси предполагат нужда от внос на електроенергия в определени часове при максимални зимни товари, при наличие на два реактора, активирането на „ТЕЦ Варна“ и без работата на основните кондензационни централи.

Докладът представя три решения по отношение на оборудването за „АЕЦ Белене“, които силно напомнят вариантите, които министърът на енергетиката защитава в публичното пространство от края на 2017¹³:

- 1) *Да не се прави нищо* се отхвърля поради твърдението за потребност от нова мощност, направените разходи до момента и нуждата НЕК да погасява задълженията си;
- 2) *Продажба на оборудването на трето лице* се отхвърля поради неизвестност за цената и загубата на инвестиции в площадката и в непродаваеми активи;
- 3) *Реализация на проекта* се препоръчва, чрез търсене на стратегически инвеститор на пазарен принцип без предоставяне на държавна гаранция. Този вариант се препоръчва, защото „само реализацията на проекта дава възможност на НЕК, БЕХ [...] да възстановят напълно направените през годините разходи, свързани с проекта „Белене“, както и да бъде гарантирана в дългосрочен план енергийната сигурност на страната.“¹⁴

Аргументите за пазарна жизнеспособност на проекта са заимствани от доклада на БАН, а те не могат да бъдат приети за достоверни при наличието на съществени и непреодолими слабости в изготвените сценарии и прогнози. Основна друга слабост на аргументите от доклада е съществената им непълнота. 1) Липсва анализ на рисковете

за функционирането на „АЕЦ Белене“ при пазарни условия; 2) Изобщо не се допуска израждането на алтернативни мощности и 3) Не се разглежда ценовата конкуренция на генерацията от ВЕИ и от природен газ. Използват се за аргументация прогнозните баланси на ЕСО, които показват само това, че в най-тежки зимни условия, в отделни дни в годината, има някаква вероятност мощностите в страната да не са достатъчни за задоволяване на пиковото потребление. Това се е случвало само два пъти – при кризите в 1984 и 1992.

Аргументите за спирането на централите в Маришкия басейн са крайно съмнителни. Според председателя на Комисията по енергетика, вероятно до края на 2018 ще има промяна на договорите на ТЕЦ от Марица изток¹⁵. От това не следва, че те ще прекратят работа в края на годината, както е внушението на доклада. Всъщност, може да се предполага, че тези централи ще могат да продават на конкурентни цени на борсата. Биха могли да направят инвестиции за покриване на екологичните норми, произтичащи от завишените изисквания на Директива 2010/75/ЕС.

Изобщо не е оценено обстоятелството, че най-вероятно, при рестартиране на проекта „АЕЦ Белене“, активите по проекта пак ще бъдат загубени – но заедно с новите инвестиции и с необходимите субсидии за цената на произвежданата електроенергия. Не се споменават въобще рисковете за проекта. Също както при доклада на БАН, липсва анализ на вероятностите за реализация на всяко от трите възможни решения.

Въпреки всички слабости, непълноти и съществена неаргументираност, докладът предлага на Народното събрание да бъде рестартирано изграждането на „АЕЦ Белене“.

Изводите от анализа на аргументите за рестартиране на „АЕЦ Белене“ са:

1. Докладът на БАН няма качествата да бъде основа за взимане на стратегически решения в сектора. Той е едностранчив документ, насочен към оправдаване на стремежа на индиректния вносител – правителството на България да рестартира изграждането на „АЕЦ Белене“. Нито един от критичните за реализирането на този проект параметри: борсовите цени, търсенето и алтернативните възможности за предлагане на пазара, не са доказани в този доклад.
2. Предложението до парламента не е аргументирано: без да се анализират оптималните варианти за развитието на електроенергийния сектор, се оправдава рестартирането на един безнадежден от пазарна гледна точка проект.
3. Рестартирането се предлага въпреки официалните прогнозни сценарии на ЕК за електропотреблението и мощностите; въпреки липсата на достоверна прогноза за регионалния електроенергиен пазар, включваща конкуриращи се производители, ценово-оптимизиращи потребители, ограничения на капацитета за преноса, прогноза за цените на енергийните ресурси, еволюцията на технологиите за производството и при потреблението; и въпреки от очертavaщите се още сега и произтичащи от пазарното равновесие, цени на електроенергията.



Рискове от „АЕЦ Белене“

Изграждането „АЕЦ Белене“ създава два риска:

- I. От несъстоятелност на държавните дружества и особено на НЕК;
- II. От нарастване на цените на електроенергията. Без субсидиране на цената на електроенергията на централата, сегашната ниска себестойност на микса и крайна цена на електроенергията за потребителите ще нарасне значително; ще се загуби конкурентостта на износа и ще се влоши тази на българските фирми.

Оценяваме тези рискове, използвайки прогнозната себестойност на производството от „АЕЦ Белене“ в докладите на БАН и сегашните стойности на борсовите цени.

- 1) **Риск от финансова несъстоятелност на НЕК.** Задлъжнялостта на НЕК към 31 декември 2017 е 4.074 млрд. лв., като се е увеличила с 62 млн. лв. или 1.5% спрямо 2016. Поставени в перспектива, задълженията на компанията, вместо да намаляват, са нараснали с 1.5% спрямо 2016 (общо за 4.012 млрд. лв.) и с 12.4% спрямо 2015 (3.625 млрд. лв.). Коефициентът на обща ликвидност на компанията е силно под нивата, определени от международните банки-кредитори на НЕК – 0.477 за 2017 и 0.424 за 2016 при минимално изискан от 1.1 – 1.2¹⁶. Дългосрочните задължения вследствие на инвестиционните разходи за изграждането на „Цанков камък“ и „АЕЦ Белене“ възлизат на 2.992 млрд. лв.¹⁷. Оценяваме като много висока вероятността коефициентът на обща ликвидност на НЕК да заеме критични стойности и компанията да не може да изплаща задълженията си към кредиторите, ако продължи да поема допълнителни задължения, свързани с изграждането на „АЕЦ Белене“.
- 2) **Риск от пълна загуба на активи и инвестиции в проекта.** 1) Посочената вече борсова цена на електрическата енергия не допуска пазарната реализация на „АЕЦ Белене“. Ако допуснем, че прогнозната себестойност на централата в докладите на БАН е достоверна, то тя е с между 88% и 133% над средната борсова цена за цитирания период¹⁸. Сценариите с по-ниската от борсовата цена правят проекта финансово нежизнеспособен. Дори при техните нереалистични оценки за бъдещо нарастване на борсовите цени, централата става печеливша само при дисконтова норма от 7%¹⁹. При дисконтова норма от 10%, която е използвана от ЕК, но не е заложена в моделите, себестойността допълнително нараства с 38.9% и прави всеки сценарий невъзможен. 2) при високата си себестойност, „АЕЦ Белене“ ще бъде изолирана от външния пазар. Разликите с регионалната борсова цена, ако тя се задържи на днешните нива, са в порядъка на 25 – 42 €/MWh; 3) Средното ниво на реализирания почасов товар в България за периода 2006 – 2017 е около 4120 MW . Това означава, че ако „АЕЦ Белене“ следва да работи при максималното си натоварване, в половината от времето единствените работещи мощности трябва да са двете атомни централи – включително заради ниската себестойност на „АЕЦ Козлодуй“. В приблизително 25% от времето, е възможна работата на допълнителни мощности – от ТЕЦ, ВЕИ. Но в още 25% – част от двете базови мощности трябва да бъдат изключени.

Анализът на сегашното статистическо разпределение на товара демонстрира, че „АЕЦ Белене“ не може да работи като базова мощност. Сигурно е, че при наличните високо вероятни прогнози за борсови цени и при средно ниво на товара, оставена да действа на пазарен принцип, (както декларира от правителство) централата не може да възстанови инвестициите си.

- 3) **Риск от повишаване на цените на електроенергията.** Оценяваме като сигурно събитие „АЕЦ Белене“ да не може да функционира без финансово подпомагане. Някой следва да компенсира разликите между борсовите цени и себестойността на производството от „АЕЦ Белене“. Със сигурност това се налага за дълъг период от време докато сегашните по-ниски цени на електроенергията достигнат и надминат предвидените от БАН. Единствените възможни варианти за това са: а) гарантирано изкупуване на електроенергията от новата мощност по предварително договорени цени или б) сключване на договори за разликата по модела, по който КЕВР, след последните промени в Закона за енергетика, ще компенсира производителите по преференциални договори за изкупуване. И двата варианта изкуствено ще повишат нивата на цените на електроенергията за потребителите. Ако централата бъде реализирана, натрупания тарифен дефицит, като разлика между сегашната борсова цена и себестойността на електроенергията от нея ще бъде между 34 и 51 € за всеки произведен MWh. За компенсирането му, дори при минималната прогнозна себестойност на БАН и при средното нетно вътрешно потребление за последните 5 год., добавката „Белене“ би била 16.7 €/MWh допълнително към сегашната цена.²⁰ Не засягаме въпроса, колко допустимо е политически такова повишение.



Оценка на рисковите фактори за институционалната нестабилност в електроенергийния сектор

Съществуват три критични риска за електроенергийния сектор. Тези рискове детерминират общото състояние на нестабилност в сектора. Те са идентифицирани отдавна от нас и от редица независими експерти в сектора²¹. Систематизирани са в следната

Таблица 1. Рискове за институционалната нестабилност.

	Риск	Източници	Последици
1	От необосновани стратегически инвестиционни решения.	Държавната собственост в енергетиката и механизмите, гарантиращи държавна/политическа намеса.	Създаване на дисбаланси в сектора; увеличаване на задлъжнялостта на дружествата; изкривяване на пазара.

2	От влошаване на финансовото състояние на НЕК и на държавните дружества в състава на БЕХ.	Забавената либерализация; взетите политически решения за изграждането големи проекти и създадените в годините пазарни дисбаланси.	Създаване на дисбаланс между приходите и разходите в сектора; нарастване на задлъжнялостта; фалити.
3	От забавяне на процеса на либерализация.	Доминиращо положение на държавните дружества, имащи около 60% дял от брутното производство.	Нарушена ефикасност на пазарите; политическа намеса, създаване на дисбаланси в сектора.

Рисковите фактори, създаващи и определящи динамиката на тези рискове са слабите политически институции и липсата на върховенство на закона. Ролята на институционалната среда и регулаторните режими е да осигурят функционирането на прозрачен, ефикасен и недискриминиращ пазар в сектора, както и стратегическа рамка, осигуряваща оптимални дългосрочни инвестиции. Тази слабост доведе до забавянето на пазарното реформиране в сектора, направи възможно създаването на тежки дисбаланси в него и декапитализира държавните енергийни дружества. Исторически тази комбинация от факторите направи посочените рискове устойчиви към управленски въздействия насочени към тяхното неутрализиране.

България е една от държавите в ЕС, които най-късно стартираха процеса на либерализация. Причината е, че визията за водещата роля на пазара никога не е била безспорна у нас. На практика, конкретните ангажименти за неговата либерализация произтичат не от наличието на консенсус в страната, а от необходимостта от спазване на европейското законодателство. Формално, пазарът бе либерализиран в 2007, поради изискването на Директива 2003/54/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия. Всички потребители получиха право на достъп до мрежата и избор на доставчик. Съществуваша два пазарни сегмента 1) свободен – на базата на двустранни договори и балансиращ пазар и 2) регулиран – с определени от ДКЕВР цени. Тогава отпадна и монополът на НЕК върху външната търговия.

Създаденият пазарен модел бе „хибриден“ – с действие на свободен и регулиран пазар, като съществена част от потребителите бяха изолирани от пазарния механизъм²². Делът на свободния пазар не надхвърли 35% заедно с износа до 2007, а за вътрешния пазар – 18%. Ефектът от закъснението на процеса на либерализация се разпростира и днес. В момента делът на свободния пазар, при действаща от 2016 електроенергийна борса е общо около 57%, като в него делът на вътрешния пазар от общия е 43%, а износа – 14%. Общо, регулирания пазар има дял от 43% или 34% за потребление и 9% за покриване на технологичните разходи. Очаква се до края на 2018 всички небитови потребители да излязат на свободния пазар, а пълното либерализиране на пазара да приключи около 2023. Предстои да видим дали тези срокове ще бъдат спазени.

Слабостта на политическите институции доведе до липса на визия за развитието на енергийния сектор. Действащата в момента енергийната стратегия от 2011 е напълно остаряла. Тя почива на нереалистична прогноза за ръст на производството на електрическа енергия: с 8% за 2020 и 23% в 2030 спрямо 2005. За сравнение, брутното производство за 2017 е с 1.39% повече, за 2016 – с 0.4%, а за рекордната за износа 2015 – 10%. Тя оправда увеличението на брутното електропроизводство с ръст на износа, без да предоставя достоверна прогноза за търсенето в съседните държави.

Правителството на България в момента прави същото с „АЕЦ Белене“. На практика, с помощта на тази прогноза, стратегията оправдава, както изграждането на „АЕЦ Белене“, така и на прекратения „Южен поток“.

През по-голямата част от началото на прехода към либерализиран пазар, НЕК има статут на единствен купувач и заедно с това и производител на енергия. Има две причини за това: стремежът за политически контрол върху ценообразуването и запазването на възможността за провеждане на активна държавна инвестиционна политика. Първото ще стане напълно несъстоятелно след либерализацията на пазара на електроенергия. Последното доведе до реализирането на проекта „Цанков камък“ и до настоящото ниво на разходите за „АЕЦ Белене“.

Липсата на визия се демонстрира най-ясно от историята на проекта „АЕЦ Белене“. Той е стартиран три пъти: в 1981, 2002 и 2018 и е спиран два: в 1991 и 2012. Историята категорично доказва причините за неговото спиране: липсата на пазарно търсене и превишаване на производствените мощности над потребностите на страната и износа. В 2012 проектът бе прекратен, защото държавата не успя да намери друг стратегически инвеститор, след като 3 години по-рано германската RWE се отказа от него. Тогава Министерския съвет взе решение, което бе подкрепено от Народното събрание, което препоръча да се изгради на площадката паро-газова централа и да проучи възможността за изграждане на допълнителни ядрени мощности на площадката на „АЕЦ Козлодуй“. Вместо това, в следващите години българската общественост непрекъснато и периодично бива информирана за наличието на потенциален инвеститорски интерес, а в 2013 бе проведен национален референдум за централата.



Заклучение и прогноза за настъпване на основното рисково събитие

Вероятността за настъпване на основното рисково събитие: рестартирането на „АЕЦ Белене“, е около средната. Тя зависи от степента на мобилизация на ресурси от страна на политическите застъпници на проекта и от осъзнаването на неговата несъстоятелност. Напълно сигурно е, че:

- този проект няма да има пазарна реализация и ще продължи да трупва загуби за НЕК или други дружества, финансиращи дейностите по него;
- без непазарно подпомагане, проектът ще доведе до обща загуба на вложените инвестиции;
- без подкрепа за неконкурентната централа нарастването на цената на електрическата енергия ще бъде прехвърлена върху потребителите.

Рестартирането на проекта „АЕЦ Белене“ се дължи на целенасочено формираната нестабилна и слаба българска институционална среда в енергийния сектор, включително и вследствие на външния натиск на Русия. Повечето български правителства след 1990 избраха да следват стратегия за максимално забавяне на реформи, в преследване на целта да задържат електроенергийния сектор под политически контрол. Поради това, процесът на либерализацията бе максимално забавен. Видимо от събитията в последната година, в сектора така и не бе изградена

достатъчна аналитична експертиза, която да подпомага политическите решения по стратегически въпроси като изграждането на енергиен инфраструктурен обект, с хоризонт на работа от порядъка на 60 години.

Съществува значително натрупано недоверие в гражданите по отношение на политическите институции и пазарните участници в електроенергетиката²³. Традиционно, то е насочено към слабите институции, негарантиращи правата на потребителите спрямо техните доставчици и към непоследователните, често непрозрачни и несправедливи решения в сектора. Това недоверие притежава съществен рисков потенциал при реализиране на амбициите на правителството за рестарт на проекта „Белене“ и асоциираните с това нови разходи, защото те ще доведат до опити за повишаване на цените на електроенергията за домакинствата и фирмите. Рестартът на проекта при сегашните параметри не максимизира полезното използване на направените до момента инвестиции, напротив: той гарантира нарастването на излишни разходи в бъдеще и пълната загуба на направените инвестиции.

Бележки

- ¹ <http://news.bnt.bg/bg/a/blgariya-vdiga-moratoriuma-za-stroitelstvoto-na-aets-belene>
- ² <https://me.government.bg/bg/news/temenujka-petkova-ako-ns-dade-mandat-procedurata-za-izbor-na-investitor-za-aec-belene-moje-da-st-2590.html>
- ³ https://www.dnevnik.bg/bulgaria/2018/05/16/3179699_temenujka_petkova_shte_napravim_opot_aec_belene_da_se/
- ⁴ <https://btvnovinite.bg/predavanja/deljan-dobrev-predlaga-se-restart-na-proekta-aec-belene-zashtoto-ima-interes-ot-kitaj.html>
- ⁵ <http://eso.bg/?did=147>
- ⁶ <http://www.mediapool.bg/povishena-zayavka-za-tok-ot-nek-spryla-studeniya-rezerv-na-tets-maritsa-iztok-2-news278947.html>
- ⁷ Държавен вестник, брой 102, 22.12.2017 г.
- ⁸ Държавен вестник, брой 38, 8.5.2018 г.
- ⁹ ЦАУР, Становище за прогнозите в междините доклади на бан за изграждането на АЕЦ „Белене“ с възложител „Български енергиен холдинг“ ЕАД, Февруари 2018

Сценарии за потребление	Минимален	Умерен	Максимален
Вероятности	25%	50%	25%

Сценарии за мощности	Вероятности
Оптимистичен	25,0%
Референтен	50,0%
Песимистичен	12,5%
Крайно песимистичен	12,5%

- ¹¹ Решение № 250/29.03.2012 г
- ¹² Р Е Ш Е Н И Е № 1068/15.12.2016 г
- ¹³ <https://btvnovinite.bg/bulgaria/temenuzhka-petkova-naj-loshijat-scenarij-za-belene-e-da-ne-predpriemem-nishto.html>
- ¹⁴ Стр. 23 от Доклада.
- ¹⁵ <https://www.bnr.bg/horizont/post/100970293/delan-dobrev-parlamentat-trabva-da-dade-mandat-za-pregovori-na-pravitelstvoto-za-pregovori-sas-strategicheski-investitor-za-aec-belene>
- ¹⁶ http://www.dker.bg/uploads/zaqvlania_ceni/2018/el/nek-ead.pdf
- ¹⁷ http://www.bgenh.com/OTCHETI/NEK/2017/GFO_NEK_2017_BG.pdf

Прогнозна себестойност на електроенергията от АЕЦ Белене в докладите на БАН (LCOE в €/MWh)				
Дисконтова норма	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3, 4	Сценарий 5
7%	90.2	73.22	82.42	90.64
10%	125.29	101.71	114.49	125.91

- ¹⁹ <http://www.bas.bg/IR2.pdf>
- ²⁰ Изчислена като $(LCOE_{min} - P) * Q / C_{av}$;
 $LCOE_{min}$ – минималната себестойност в Доклад 2, БАН (73.22 €/MWh);
 P – борсовата цена, 39 €/MWh
 Q – производството от АЕЦ Белене = 2120 MW*365*24 коригирано с -10.4% (производство при 89.6% капацитет)
 C_{av} – средното нетно вътрешно потребление за периода 2013-2017
- ²¹ ЦАУР, Периодичен доклад за електро енергетиката, октомври 2016
- ²² Българските енергийните стратегии – анализ и оценка на ефектите
- ²³ Визия за реформи в българската енергетика, междинен доклад, май 2015

**МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА РИСКОВЕТЕ ЗА КОНКУРЕНЦИЯТА
НА ПАЗАРА НА ТЕЧНИТЕ ГОРИВА, АВГУСТ 2018***



Докладът съдържа анализ и оценка на рисковете на пазара на течните горива в страната след юни 2017.

При изготвянето на доклада, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните и анализите са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада. Анализът и изложението не изразяват политически и други пристрастия; третират предмета обективно и съобразно фактите. Документът третира темата и от гледна точка на конкурентоспособността на икономика и разходите на домакинствата.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници; не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали; може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния или академичния дебат. За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

RAM© 2018. Всички права запазени.

**Резюме**

Проследена и оценена е динамиката на идентифицираните рискове за конкуренцията на пазара на масовите течни горива в страната. Проверена е прогнозата, че след оправдаването на картела в сектора от КЗК ще последва необосновано повишаване на цените. Направен е преглед на рисковите фактори в периода на последните 12 месеца, след излизането на последния аналитичен Междинен доклад за течните горива от юни 2017. Проследена е, в сравнителен план, динамиката на цените на суровия петрол сортове "Brent" и "Urals", които са най-масово преработвани в ЕС. Сравнени са средните български цени на бензина и дизела без и с косвени данъци със средноевропейските.

На базата на разработената в ЦАУР методика са оценени пропуснатите ползи за бюджетните приходи на България в периода юни 2017 – май 2018, които са вследствие на най-ниските равнища на българските акцизи върху бензина и дизела в сравнение с останалите страни от ЕС. Може да се очаква, че пропуснатите ползи за бюджета в 2018 ще бъдат по-големи отколкото през 2017.

По нова методика са оценени щетите върху българските потребители на масовите течни горива. Тя потвърждава направените и преди оценки с други методи. Поради необосновано завишени цени за последните 12 месеца българските потребители са платили в повече 439.9 млн. лева.

Потвърждава се отново оценката, че българските цени на бензина и дизела не са така обвързани с цените на суровия петрол, както средноевропейските. Тяхната зависимост е по-ниска. Същевременно те са по-нечувствителни към измененията на цените на суровия петрол отколкото средноевропейските. Посочените две обстоятелства дават основания за съмнения, че в периода е наблюдавано тяхно произволно определяне. Всички заключения потвърждават прогнозата на ЦАУР за отрицателно въздействие върху конкуренцията на пазара от решението на КЗК.

Препотвърдени са направените досега препоръки за защита на конкуренцията в сектора на течните горива.

**Увод**

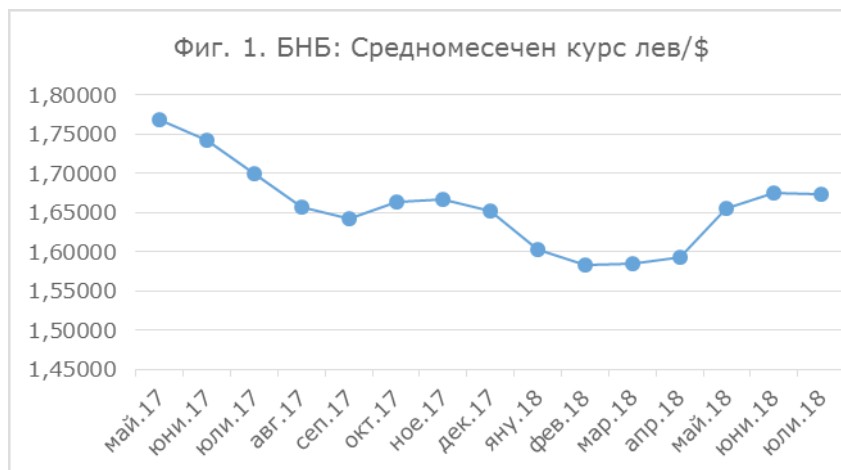
Нашият последен сравнителен анализ проследи ценови динамики до средата на 2017. Анализирахме и оценихме идентифицирания основен риск в сектора на горивата, който произтича от действията на КЗК. Комисията спря производството за картелно споразумение срещу „Лукойл България“ ЕООД, „Ромпетрол България“ ЕАД, „Еко България“ ЕАД, „Шел България“ ЕАД, „ОМВ България“ ООД, „НИС Петрол“ ЕООД и „Петрол“ АД. В началото на май 2017 бе обявено и второто решение по същото производството, с което бе обявено, че „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ и ЛУКОЙЛ-България“ ЕООД не злоупотребяват с господстващо положение на пазара на течни горива¹.

Този доклад си поставя за цел да анализира и оцени динамиката на установения риск в периода от юни 2017 до средата на август 2018.



Рисков контекст юни 2017 – август 2018

В посочения период основният рисков фактор за нарастване на цените на течни горива за българските потребители са цените на суровия петрол сорт „Urals“. Както е известно те са свързани с курса на щатския долар. Факторът с по-голяма волатилност са цените на петрола „Brent“, който на свой ред зависи от поведението на страните производителки.



За анализирания тук период курсът на българския лев спрямо щатския долар има противоречива, но слабоочертана тенденция към поскъпване – от 1.769 лв./\$ през май 2017 до 1.674 лв./\$ през юли 2018.

В следващия анализ въздействието на курса на щатския долар е отстранено като са използвани данни за петрола и течните горива в

евро.

На 14 ноември 2016 цените на суровия петрол сорт „Brent“ бяха спаднали до 235,4 €/1000l. На 30 ноември 2016 във Виена страните от ОПЕК приеха решение за съкращаване на добива, което бе подкрепено от Руската федерация. На 25 май 2017 ОПЕК+ взе решение да продължи действието на споразумението до края на март 2018². В очакване на изтичането на срока на споразумението в периода от 15 януари до 19 март 2018, цените на руския петрол сорт „Urals“ спаднаха с 46,1 €/1000l. Квотите продължиха да се спазват и тези решения повлияха на цените на двата сорта споменат петрол, които до края на май 2018 нарастваха последователно, достигайки 410,2 €/1000l. След изтичане на последното удължаване на споразумението, последва спад до нивото от 378,8 €/1000l в средата на август 2018. Той се дължи и на решението на Комитета за мониторинг на министрите на страните от ОПЕК и Русия да смекчат квотите за производство. На 21 юни Комитетът препоръча увеличаване на добива с 1 млн. барела на денонощие³. Някои от държавите не могат да реагират бързо на това решение и реалното увеличение първоначално е с около 600 хил. барела на денонощие.

Потребителските цени на бензина и дизела продължиха да се различават по досегашния начин. От една страна голямата група бензиностанции, сред които обвинените и оправдани от КЗК за картелно споразумение фирми, поддържаха много близки цени. От друга няколко фирми, сред които основно VM petroleum с 19 бензиностанции, поддържаха цени близки до пределната себестойност, за да разширят

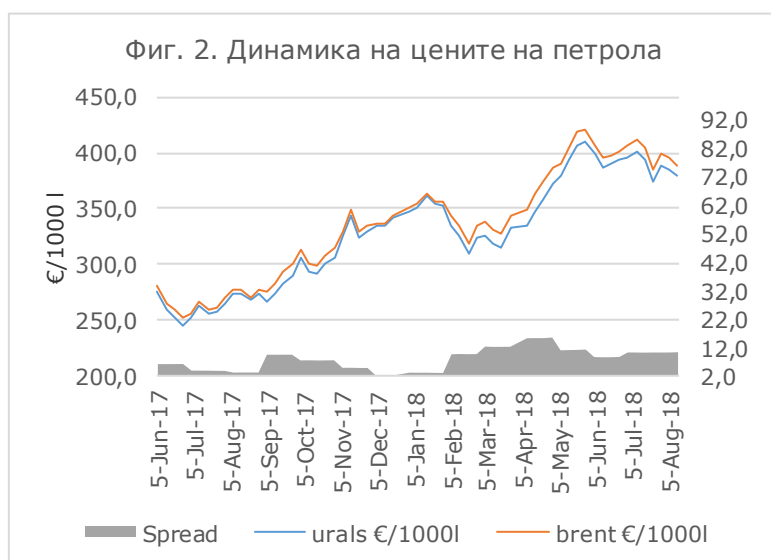
пазарния си дял. Разликата между двете групи цени варираше в периода между 90 – 120 €/1000l или средно около 9%⁴. Това позволи на VM petroleum да увеличи продажбите си с над 120% в 2017 и да влезе в групата на 20-те най-големи в бранша с оборот от 180 млн. лева.

По сигнал на фирми от картела Комисията за защита на конкуренцията установи извършено нарушение по чл. 36, ал. 4 от ЗЗК⁵ от страна на „Трейднет Варна“ ЕООД при продажби на горива на дребно (бензин, дизел и пропан-бутан). На собственика на бензиностанции VM petroleum бе наложена имуществена санкция в размер на 175 437 лв. (0.1% от общия оборот за 2017 г.).⁶

НСИ отчита нарастване на потребителските цени с 3,5% през юли 2018 в сравнение с юли 2017, период който почти съвпада с анализирания. Работната заплата на заетите за периода юни 2017 – юли 2018 се е увеличила с 9,7%, но тя съставлява много малък дял от разходите за производството и търговията с течни горива. Същевременно нарастването на техните цени за битови потребители по отчета на статистиката е 19,3%⁷. Това означава, че факторите за повишение на цените на течните горива у нас следва да се търсят другаде извън България.



Анализ и оценка на риска за конкуренцията на пазара на течните горива



На Фиг. 2 е показана динамиката на цените на двата основни сорта петрол, които се преработват в Европа. Може да се проследят отчетливо: 1) въздействието на продължението от 25 май 2017 на споразумението на ОПЕК+ за ограничаване на добива чрез квоти на отделните страни; 2) спадът причинен от изтичането на това споразумение през март 2018; 3) въздействието на съгласието за спазване на квотите до май 2018; 4) вижда се и спада на цените суровия петрол от юни, вследствие на решението за увеличаване на денонощния добив на нефт с 1 млн.

барела.

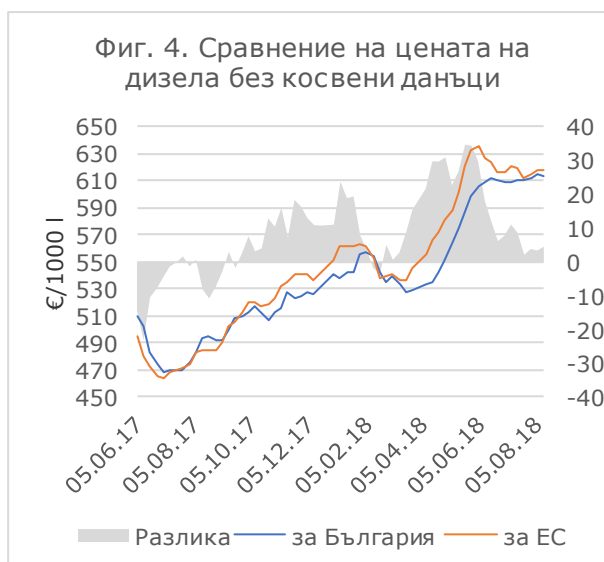
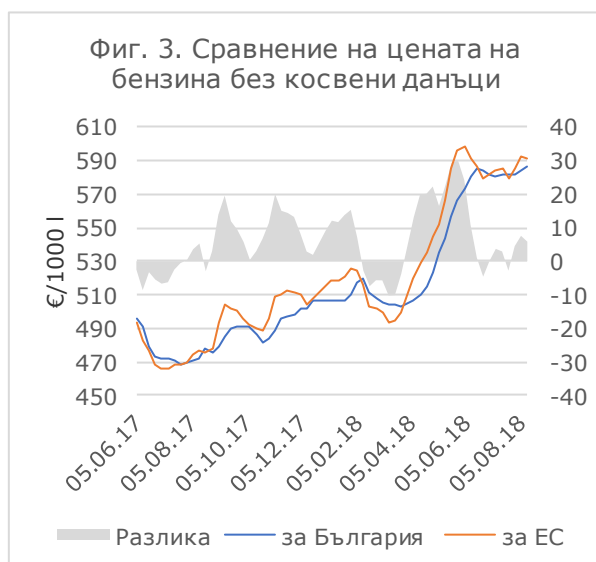
Графиката показва динамиката на разликата между цената на "Brent" и на "Urals". Средно за периода тя е 7,8 €/1000l или 2,4% от цената на руския петрол. Само в периода от началото на март 2018 до средата на август 2018 е 11,1 €/1000l или 3%. Тази разлика би следвало да се отрази и в по-ниска цена на горивата, произведени от петрол сорт "Urals". Оттук следва, че цените на бензинът и дизелът без косвени данъци в България, които се произвеждат основно от този петрол, трябва да са по-ниски с проценти, близки до посочената разлика. Около 1/3 от вноса на петрол в ЕС е сорт

“Urals” затова това сравнение носи условности.

На Фиг. 3 и на Фиг. 4 са сравнени цените средно за ЕС и за България на бензина и дизела без косвени данъци. Графиките показват, че очакването цените в България да са по-ниски, заради по-ниските производствени разходи и по-ниската цена на петрола сорт “Urals” се оправдава за части от периода. Същевременно се наблюдават седмици, в които българските цени на бензина без косвени данъци са по-високи от средните европейски.

Средната българска цена на бензина изостава от средната цена в ЕС при намаление. В периода на най-бързото покачване на средната европейска цена, българският бензин е по-евтин, но при последвалото намаление на цените на суровия петрол и на европейската цена на бензина след май 2018, българският бензин не поевтинява.

От средата на юни 2018 разликата намалява много, средните цени в ЕС и в България се доближават, като за бензина в отделни седмици българските са по-високи.



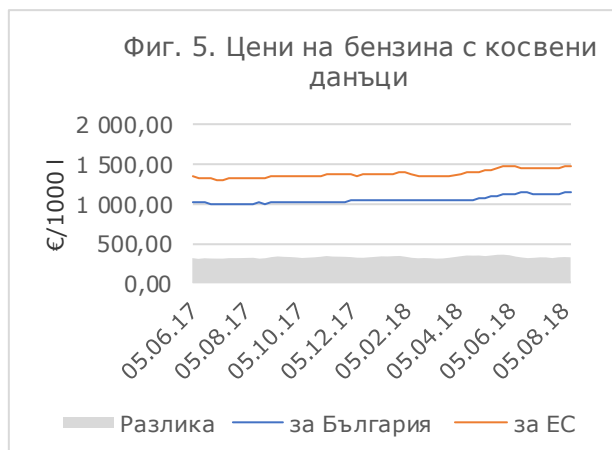
Подобна е картината при дизела. Българската му цена изостава от средната европейска в периоди на бързо повишение; като забавя да отрази навреме и спада.

Това ясно се вижда след 4 юни. Спадът на средноевропейските цени на дизела не се наблюдава в българските цени: те продължават, макар и със забавен темп да се увеличават до 13 август, като за този период от 605.9 €/1000l на 618.0 €/1000l.



Оценка на динамиката на риска

На следващите две фигури 5 и 6 се сравняват българските цени на бензина и дизела с косвени данъци с тези, които са усреднени за ЕС.



Разликата в цените на дизела е по-малка от тази на бензина поради по-малката разлика между българските и средноевропейските косвени данъци и при двата вида гориво нараства в периода май – юни 2018.

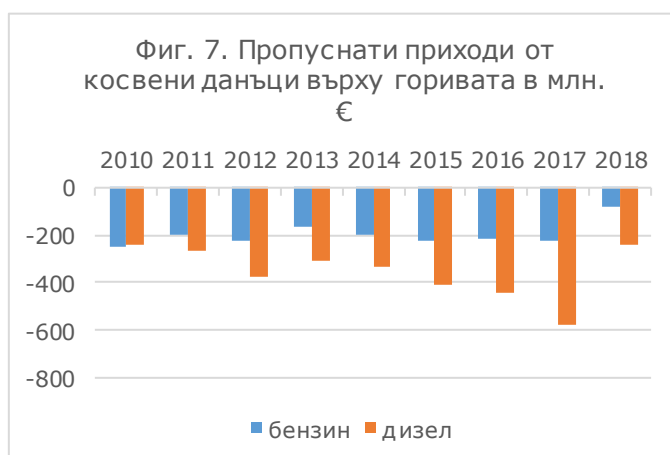
За изминалата година няма промяна в размера на косвените данъци при бензина и при дизеловото гориво за България и ЕС. Акцизът за безоловния бензин в България е 363,0 €/1000 l при минимално задължителен 359,0 €/1000 l. При средно 577,6 €/1000 l за останалите страни-членки стойността му е около -37% по-ниска, а при дизела – около -29% по-ниска от средната за ЕС⁸.

Сравненията по-горе показват сравнително малки отклонения между българските и европейските цени на бензина и дизела преди облагане. Значителните различия помежду им се формират, когато разглеждаме цените с косвените данъци.



Пропуснатите ползи за бюджета

За да оценим пропуснатите ползи за бюджета допускаме, че двата вида течни горива в България се облагат със средните за ЕС косвени данъци. Това ни дава основание да оценим, какви приходи годишно не получава бюджета⁹ и какви са пропуснатите ползи от януари до май 2018.



За изминалата 2017 пропуснатите ползи за бюджета са за почти 704.6 млн. €, а от началото на 2018, само за 5 месеца са 283.3 млн. €. За последните отчетени 12 месеца – от юни 2017 до май 2018, те са за 724.7 млн. €. Това означава, че пропуснатите ползи за държавните приходи за 2018 от рисковете на пазара на течните горива вероятно ще надвишат тези от 2017.

Общо от 2010 до март 2017 пропуснатите приходи от по-ниското облагане с косвените

данъци в сравнение със средното за ЕС са за 4,973 млрд. €.



Оценка на щетите за потребителите.

Както бе посочено по-горе разликата между акцизите за бензина и за дизела в България от средните за ЕС са значителни. Механизмът на облагане с косвени данъци на горивото за потребителите е първо облагане с акциз и след това получената цена се облага с ДДС. Средният ДДС в ЕС е 22%, а в България 20%. Това означава, че разликата между сравняваните цени би следвало да се увеличи с 2 пр. п. и да достигне следните стойности: за бензина 39% и за дизела 31%.

Реалните разлики между българските и европейските цени на бензина и дизела с косвени данъци са значително по-малки.

При посочените по-ниски български косвени данъци допускаме, че разликата между европейските и българските цени на бензина и дизела би следвало да са поне, колкото е разликата в акцизите, а именно -37% за бензина и -29% за дизела. Това при други равни условия е напълно оправдано допускане, тъй като за целите на сравнението можем да пренебрегнем значително по-ниските български разходи за транспорт, съхранение и продажба на течните горива. Отчитането на тези по-ниски разходи и на по-ниския ДДС в България само би увеличило оценката на щетите, които се нанасят на потребителите.

Посочената разлика обаче не се наблюдава. Средната разлика между българските цени на бензина с косвени данъци и европейските за разглеждания период е по-малка от очакваната по формулирания критерий. За периода май 2017 – август 2018 тя е 31,1%. Това означава, че българските цени на бензина с косвени данъци са по-високи с 5,9% от критерия за сравнение със средноевропейските, без това да се дължи на косвените данъци. При дизела с косвени данъци средната разлика е 20,8%. Сравнението показва, че българските цени на бензина с косвени данъци в средата на август 2018 са с 0,13 лв./литър по-високи, а при дизела с 0,192 лв./литър.



На Фиг. 8 е показана разликата по критерия от -37% между европейските и българските цени на бензина за периода от 2012 до сега.

На графиката отчетливо се виждат значителните щети върху потребителите преди започването на производството на КЗК срещу картела на пазара на течните горива в страната. Първото, но временно, рязко намаляване на разликата в началото на 2015 е след заканата срещу картела на премиера Борисов. След това рязкото намаляване до отрицателни стойности на разликата преди произнасянето на решението на КЗК през март 2017 и връщането към неоправданите завишавания на цените на бензина след това. Наблюдава се покачване на щетите при навлизането в летния период на т. г.

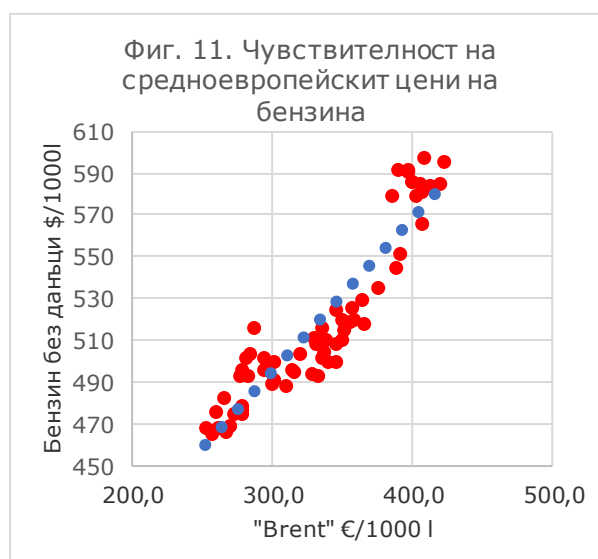
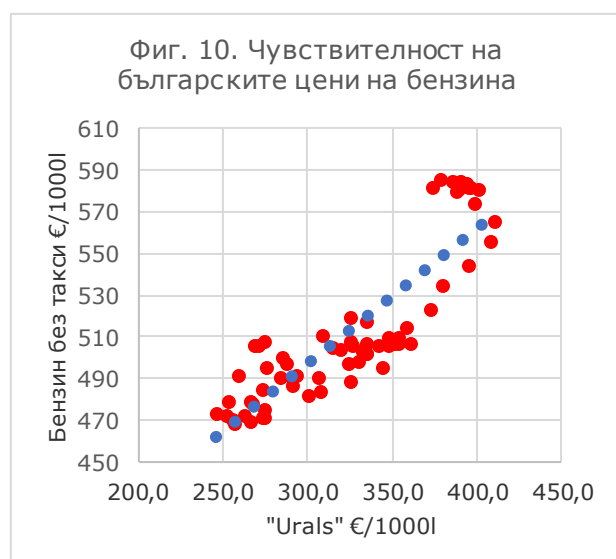
На Фиг. 9 може да се наблюдава почти същата картина при цените на дизела с косвени данъци. Тук може да се проследи напълно аналогична динамика на разликата между българските цени и критерия от -29% със средноевропейските; същите спадове при атакуването на картела и същите възстановявания на неоправдано завишаване на цените. Наблюдава се и същото покачване на щетите от цените на дизела през летния период на т.г.

Както предвидихме в своите предишни доклади, цените на горивата ще започнат да се връщат към несъразмерно високите си нива след оправдаването на картела от КЗК. Това се наблюдава, като щетите за потребителите остават в рамките на 7 – 10% от цените на двата вида течни горива, така, както са посочени от бензиностанциите.

По груба оценка може да се изчислят щетите за потребителите от завишените цени на бензина и дизела. В периода юни 2017 – май 2018 на вътрешния пазар в страната са доставени за потребление: бензин – 677 000 тона и дизел – 2 148 000 тона. Превърнати в хиляди литри¹⁰ и умножени по средните завишавания на българските цени в сравнение със средноевропейските, това прави общо завишение за периода при бензина от 42 млн. €, а при дизела – 182.9 млн. €. Общо, в последните 12 месеца, българският потребител е платил неоправдано в повече от европейския среден потребител най-малко 224.9 млн. € само за двата вида най-масови течни горива.

Оценка на изменението на цените в зависимост от тези на суровия петрол.

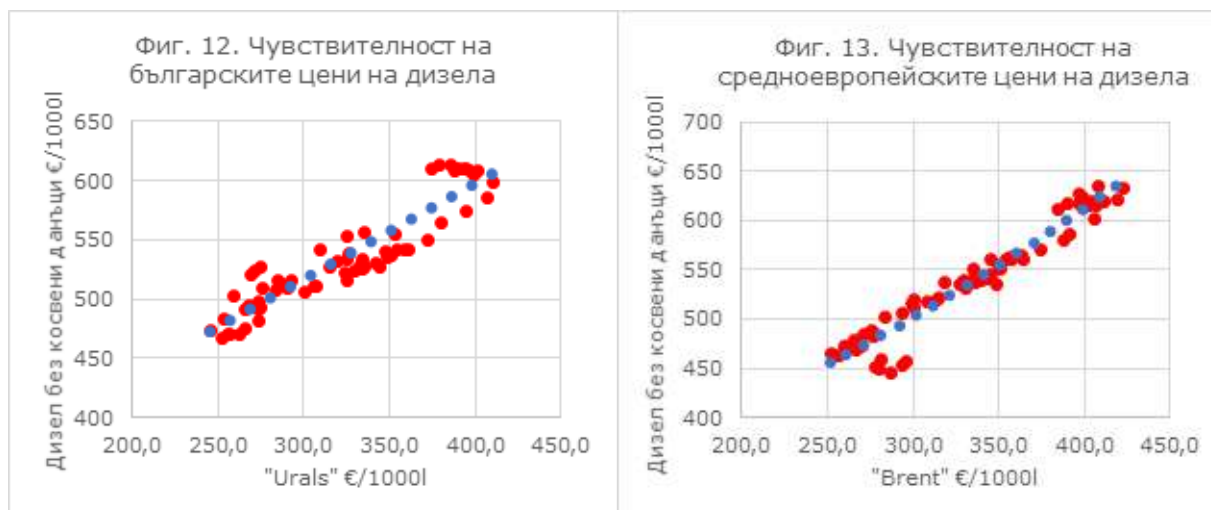
Отново анализираме периода май 2017 – август 2018. На Фиг. 10 и Фиг. 11 може да се наблюдават зависимостите на изменението на цените на бензина без косвени данъци за България и за ЕС от цените на суровия петрол:



Регресионният анализ на зависимостта на българските цени на бензина без косвени данъци от цените на петрола "Urals" показва $R^2 = 0,75$ и стандартна грешка от 24,3. Същият анализ на средноевропейските цени показва $R^2 = 0,85$ и стандартна грешка 19,1. Това показва, че средноевропейските цени на бензина без косвени данъци са по-силно зависими от цената на суровия петрол отколкото българските.

Друга характеристика на зависимостта се вижда от сравнението на дисперсията на фигурите 10 и 11. *Средноевропейските цени на бензина без косвени данъци са с по-малки отклонения от тренда, което показва, че те реагират по-чувствително на измененията на цените на суровия петрол отколкото българските цени. Колкото по-голямо е отклонението от тренда, толкова по-нечувствителни са цените на бензина.*

На Фигури 12 и 13 се наблюдават зависимостите на изменението на цените на дизела без косвени данъци за България и за ЕС от цените на суровия петрол:



Регресионният анализ на зависимостта на българските цени на дизела без косвени данъци от цените на петрола "Urals" показва $R^2 = 0,84$ и стандартна грешка от 19,1. Същият анализ на средноевропейските цени показва $R^2 = 0,93$ и стандартна грешка 13,2. Това показва, че и средноевропейските цени на дизела без косвени данъци са по-силно зависими от цената на суровия петрол отколкото българските.

Друга характеристика на зависимостта се вижда от сравнението на дисперсията на фигурите 12 и 13. Тя показва, че *средноевропейските цени на дизела без косвени данъци са с по-малки отклонения от тренда. Те реагират по-чувствително на измененията на цените на суровия петрол отколкото българските цени. Последните са с по-голямо отклонение от тренда, което показва, че са по-нечувствителни от цените на суровия петрол.*



Заклучение

Анализът на рисковете за конкуренцията на пазара на бензина и дизела в периода май-юни 2017 – май-август 2018 показва, че след оправдаването на картела от КЗК злоупотребата с господстващо положение продължава.

1. Поради значително по-ниските от средноевропейското равнище български акцизи върху бензина и дизела и по-ниския ДДС бюджетът на страната продължава да пропуска приходи от облагане на масовите течни горива. През 2018 може да се очаква тези пропуснати приходи да бъдат дори по-големи от инкасираните през 2017. Ниското облагане с акцизи дава възможност да се завишават потребителските цени над допустимите и оправдани равнища.
2. Потребителите са платили в последните 12 месеца в повече 439,9 млн. лева затова, защото българските цени на бензина и дизела с косвени данъци са необосновани, както съпоставени с по-ниските акцизи, така и поради по-ниските разходи за транспорт, съхранение и реализация на горивото.
3. Българските цени на бензина и дизела не са така обвързани с цените на суровия петрол, както средноевропейските. Тяхната зависимост е по-ниска, Същевременно българските цени са по-нечувствителни към измененията на цените на суровия петрол отколкото средноевропейските. Посочените две обстоятелства дават основания за съмнения, че в периода е наблюдавано тяхно произволно определяне.

Заклученията потвърждават направената от нас прогноза за негативните последици за конкуренцията от оправдаването на картела на пазара на течни горива от КЗК и дават основания да се потвърдят всички направени досега в предишните ни доклади препоръки за защита на пазара на течните горива от картелна злоупотреба.

Използвани източници на данни:

БНБ, <http://www.bnb.bg/>;

НСИ, <http://www.nsi.bg/>;

Eurostat, <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>;

FRED Economic Data, <https://fred.stlouisfed.org/>;

БЕЛЕЖКИ

¹ Решение № 479 04.05.2017 г.

² <https://ria.ru/spravka/20170525/1494886878.html>

³ <http://tass.ru/info/5314596>

⁴ На 19 август 2018 цените на бензин А-95 и дизела на VM Petroleum са 2,09 лева на литър. Тези на Лукойл България са съответно на бензина А95Н 2,33 и на дизела 2,36 лева на литър.

⁵ ЗЗК „чл. 36 (4) Забраняват се продажбите на вътрешния пазар на значителни количества стоки за продължително време на цени, по-ниски от разходите за производството и реализацията им, с цел нелоялно привличане на клиенти.“

⁶ КЗК. Решение АКТ-782-19.07.2018, <file:///C:/Users/user/Downloads/%D0%90%D0%9A%D0%A2-782-19.07.2018.pdf>

⁷ <http://www.nsi.bg/bg/content/3928/%D0%BD%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D0%BB%D0%BD%D0%BE-%D0%BD%D0%B8%D0%B2%D0%BE>

⁸ https://ec.europa.eu/taxation_customs/sites/taxation/files/resources/documents/taxation/excise_duties/energy_products/rates/excise_duties-part_ii_energy_products_en.pdf

⁹ Превръщаме месечните данни за потреблението на бензина и дизела в хил. тона в хил. литри. Умножаваме тези литри с разликата между средните цени в ЕС и България, съответно за бензина и дизела, която е в €/1000 l. Така получаваме пропуснатите месечни бюджетни приходи.

¹⁰ Оценката е направена с коефициент на плътност за бензина 0,7372 кг/литър и за дизела 0,875 кг/литър.

**ПЕРИОДИЧЕН ДОКЛАД ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА,
НОЕМВРИ 2018**

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Този доклад се фокусира върху актуалните рискове за електроенергийния сектор. Предметът не се оценява положително или отрицателно; анализира се единствено с оглед рисковете пред страната.

При изготвянето му, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация, а данните, анализите и мненията са базирани на посочените източници по начина и обхвата, изложен в доклада.

Авторите не носят отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и не носят пряка или косвена отговорност за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без изрично писмено съгласие на ЦАУР съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. може да се цитира само за изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния, от академичния и административен дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

RAM© 2018. Всички права запазени.



Резюме

Запазва се състоянието на нестабилност, породено от външни за сектора политически фактори. Сигнали за това са действията на страните по сделката за активите на ЧЕЗ България и придобиването на 70% от ТЕЦ Варна от почетният председател на ДПС Ахмед Доган.

Демонстрираме как производствените мощности са достатъчни за задоволяване на нормалното пиково потребление и липсват основания за съмнения за сигурността на доставките при екстремно зимно потребление. Съществува риск, свързан с балансирането на производството от БЕИ при перспектива за нарастване на инсталираните мощности, особено при намалено потребление.

Ново обстоятелство е експлицитното потвърждение от страна на Европейската комисия, че при решение за възобновяване на проекта „Белене“, той ще бъде разглеждан като напълно нов проект и ще трябва да отговаря на завишените изисквания за безопасност, приети в 2014 като отговор на аварията във Фукушима. Избраната площадка, необходимостта от ново одобрително становище на Комисията и завишените изисквания за безопасност са критични за проекта рискове. Неговата пазарна реализация в този момент е малко вероятна.



Рисков контекст

Основните рискови събития са отбелязаните високи цени на пазара „ден-напред“ на енергийната борса и продължаващите действия на правителството по възобновяване на проекта АЕЦ Белене. Като цяло се запазва нестабилността на сектора, причините, за които, са предимно извън него: в слабостта на политическите институции и липсата на върховенство на закона. Системната адекватност продължава да бъде достатъчна и нараства след добавянето на мощностите на ТЕЦ Варна.

Стартира сегмента „в рамките на деня“, което е последният голям етап от развитието на борсовия пазар. Като минимум, той ще подобри пазарната интеграцията на БЕИ, търгувайки разликите между договорите „ден-напред“ и реалното производство. В перспектива, ще бъде намалено общото ниво на риск за всички пазарни участници, които ще адаптират на новия сегмент своите позиции преди балансирането в реално време на системния оператор.

Два тревожни сигнала демонстрират уязвимостта на сектора от лошата институционална среда. Първо, продължават действията на „ЧЕЗ България“ ЕАД и „Инерком България“ ЕАД да приключат сделката, обявена в началото на годината. Комисията за защита на конкуренцията на два пъти спря сделката: като отказа концентрацията между двете предприятия на 19 юли и отказа да образува производство по повторно уведомление на „Инерком България“ ЕАД за придобиване на разпределителното дружество, на 18 октомври.

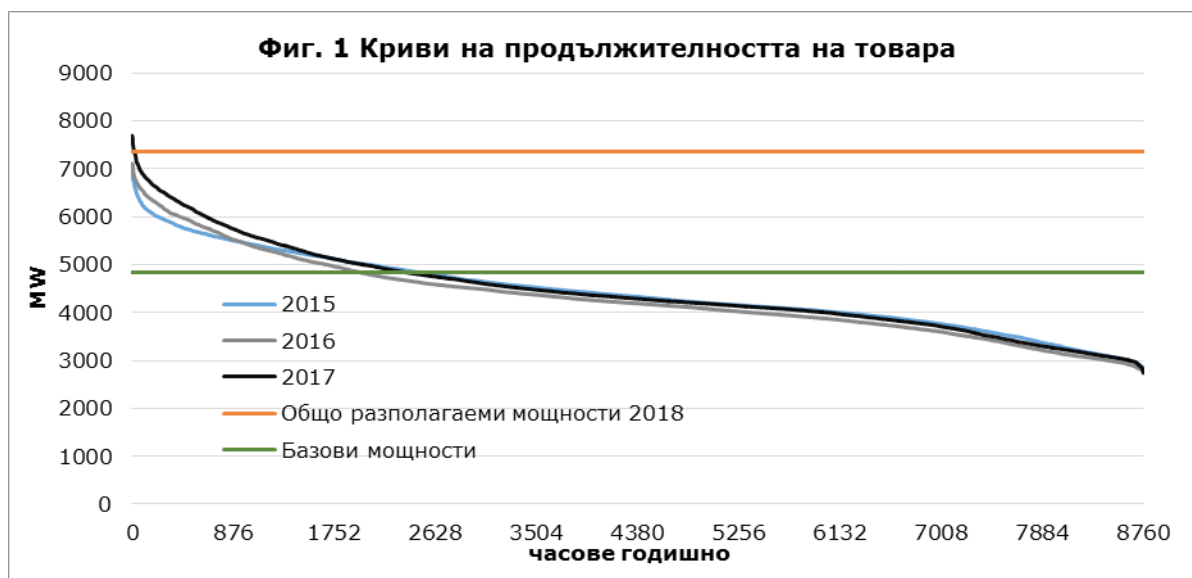
Второ, след като в края на 2017 транспортната фирма „Сигда“ ООД купи „ТЕЦ Варна“ ЕАД, в средата на септември стана ясно, че 70% от него е придобита от почетният председател на ДПС Ахмед Доган¹. Преди това, през лятото, „ТЕЦ Варна“ успя да спечели търг за студен резерв след внезапното отказване на „ТЕЦ Марица-изток 2“ ЕАД от спечелен такъв². Двете събития подчертават липсата на прозрачност на собствеността и финансирането и политическата обвързаност на бизнес решенията в сектора.



Оценка на адекватността на инсталираните мощности в България

За оценка на адекватността на мощностите за осигуряване на вътрешното потребление, използваме криви на продължителността на товара и данни от ЕСО ЕАД и ENTSO-E. Кривите, на Фигура 1 визуализират връзката между наличните мощности и вариацията на товара. В X-оста е броят на часовете в годината (или алтернативно степента на използване на мощности, когато $8760 = 100\%$). В Y-оста са почасовите наблюдения на товара в MW. Тези графики са в голяма помощ за оценка на потенциалния дефицит и оценка на нуждата от ограничаване на товара, ако съществува такава.

На фигурата са визуализирани кривите за изминалите три пълни години: 2015, 2016 и екстремната 2017, заедно с базовите и общите разполагаеми мощности при екстремни зимни товари, според данните и методологията на ЕСО³. Тази методология „отразява намеренията на производителите за извеждане на блокове от експлоатация, мощностите заангажирани за нормативно изискуемите резерви и вероятната аварийност в кондензационните централи“; т.е. представлява статистическа оценка. Разполагаемата мощност за производство, според нея, варира между 7 432 MW (за екстремални зимни товари), 7 412 MW (за максимални зимни товари) и 7 084 MW (за максимални летни товари).



Използвайки максималната вероятностна оценка, съобразена с най-тежкия сценарий, кривите на продължителността на товара показват, че мощностите са достатъчни за задоволяване на нормалното зимно потребление. Единствено при екстремната 2017, тези мощности са под максималните му стойности. Ако не може да се активизира студения резерв и/или да се осигури внос, при реализираните стойности в 12 часа в годината, потреблението следва да бъде ограничено, максимално с -3.4%.

Този сценарий се оценява като критичен от ЕСО, в чиито два последни Плана за развитие на преносната мрежа е отбелязано (за 2017 и за 2018), че съществува *„драстична диспропорция при възможностите за покриване на вътрешното потребление и евентуален износ на електроенергия⁴. Последното не само е невъзможно при екстремални зимни условия, но предполага активиране на бавния третичен резерв и/или внос на електроенергия“*.

Общата вероятност за реализиране на този сценарий не може да се изчисли със сигурност. Има три аргумента, които го правят нискорисков:

1. Използвайки данните за почасовия товар за периода 2006 – 2018 (целият наличен обем от данни в ENTSO-E), общият брой на часовете с товар, надвишаващ 7 432 MW е 16. От тях, както бе споменато, 12 са реализирани в 2017. Практически всички криви на продължителността на товара, освен за 2017, ще бъдат с максимум под сигурните мощности от 7 432 MW.
2. Дори тогава обаче, потреблението не бе ограничено, въпреки проблемите с включването на мощностите от студения резерв. Като цяло, в студения януари 2017 бе реализиран нетен износ от 609 GWh.
3. Оценката на ЕСО остава непроменена и в двата плана, въпреки че във втория към производствените мощности е добавен ТЕЦ Варна (630 MW). Тя противоречи на резултатите в т.1 и т.2.

Запазва се оценката на ЕСО за нуждата от пикови мощности, които да балансират очаквания ръст на ВЕИ в следващите десет години: *„възможностите на нашата ЕЕС да присъединява нови ВЯЕЦ и ФЕЦ е ограничена и се определя от наличните към момента регулиращи мощности и разполагаемия диапазон за регулиране. Увеличеното количество ВЕИ ще предизвиква големи и внезапни промени в баланса производство потребление на нашата ЕЕС и при недостатъчно регулиращи мощности ще затрудни изпълнението на графика за обмен на електроенергия със съседните ЕЕС и ще доведе до нарушение на качествените показатели за вторично регулиране, възприети от страните в континентална Европа“*.

Рискът произтича от липсата на достатъчно промишлени предприятия, които са достатъчно големи консуматори на енергия и могат да балансират високото производство в нощните часове през лятото, (когато общото потребление е много ниско). В момента ЕСО използва целият обем от помпи за балансиране, т.е. липсва резерв, който да балансира очаквания ръст на ВЕИ.

Изводи:

- Електроенергийната система успя да се справи дори при екстремални условия без наличието на тези допълнителни мощности. След добавянето на ТЕЦ Варна към студения резерв, сигурността ѝ нараства. При нормално производство, без тежки аварии, липсва риск за сигурността на доставките.
- Съществува риск в обратната посока: липсват мощности, които да балансират непостоянното производство от ВЕИ в периоди с ниско общо потребление.

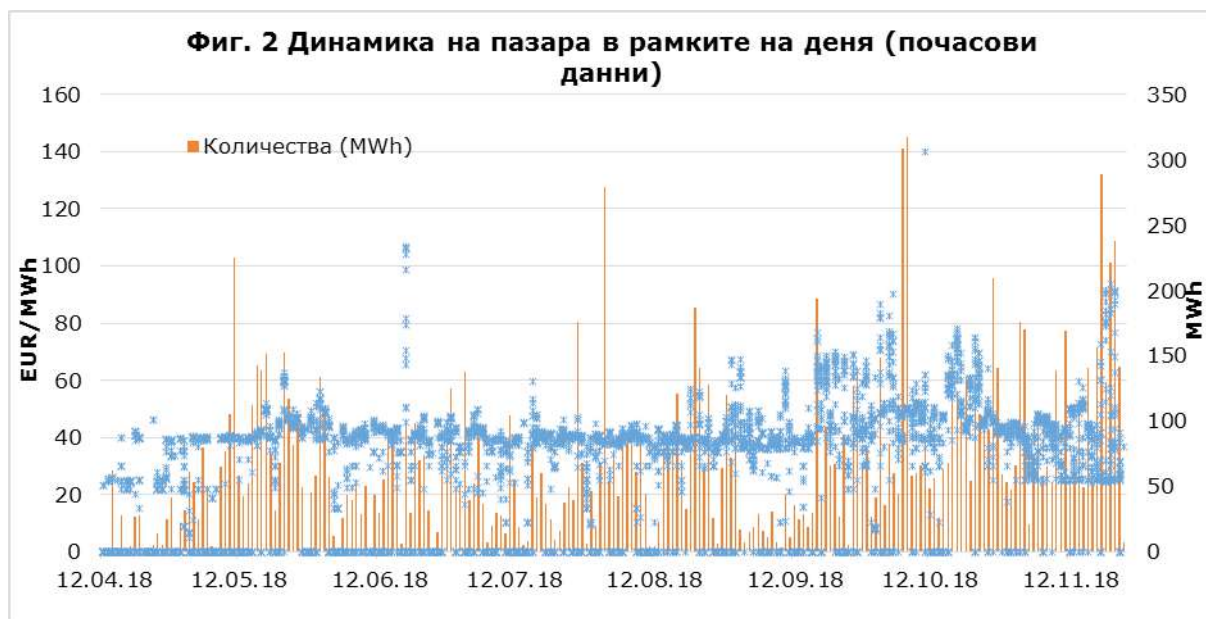


Оценка на развитието на борсовия пазар

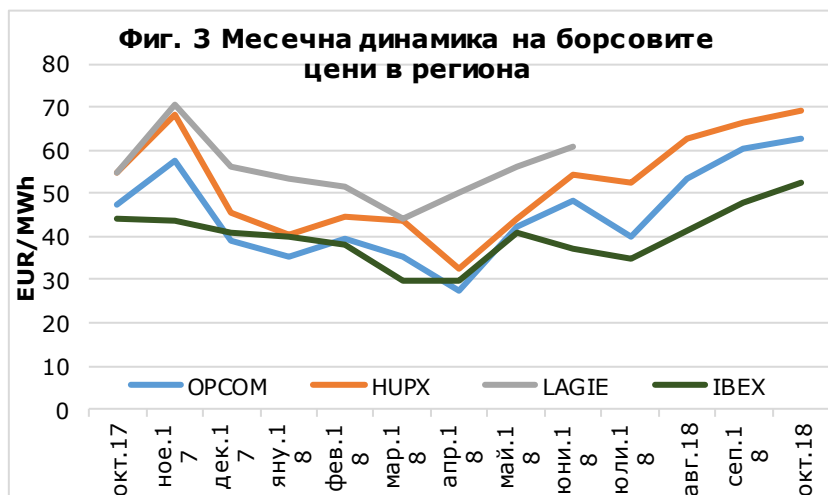
На 11 април енергийната борса стартира пазара „в рамките на деня“. Първите резултати са визуализирани на Фигура 2. Съществуват, но намаляват, периодите, в които липсва търговия. Обикновено, това са нощни или ранни сутрешни часове, в които търсенето е много ниско. До месец септември има намалена търговия в празнични и почивни дни. Като цяло обаче ликвидността на пазара нараства.

Цените на пазара „в рамките на деня“ има сходни характеристики с тази на пазара „ден-напред“. Средната цена в първия сегмент е 30.3, а във втория – 40.23 EUR/MWh. Медианата е почти една еднаква: 38.665 за сегмента „в рамките на деня“ и 38.685 за сегмента „ден-напред“. Общо, корелираността на двете цени е около 0.66.

Тези зависимости ще се запазват и в бъдеще. И двете цени следва да притежават детерминистичен и стохастичен компонент. Първия зависи в голяма степен от сезонността (годишни, седмични и дневни цикли на потреблението). Това означава, че и двете цени са под въздействието на един и същ фундаментален фактор. Границите, в които тези цени са близки зависят от поведението на търговците и участниците на пазара като цяло. Влияние оказват фактори като цените за включване на мощности, прогнозирането на бъдещите цени, балансирането на портфолиото на търговците, както и стохастични фактори като силата на вятъра, атмосферната температура. Като цяло, може да се очаква, че цените в двата сегмента трябва да са относително близки, но не твърде – така, както е в момента.



На пазара „ден-напред“ за изминалия период се наблюдава следното. След май 2018 българската борсова цена е най-ниската в региона (Фигура 3). Като цяло тя следва динамиката на регионалните цени и вероятната причина за по-ниските нива е производството от АЕЦ, което оказва съществен натиск надолу. Това може да се потвърди и при внимателен анализ на почасовите данни за пазара, където поведението на цените може да се обясни с пазарната доминация и ценовото предимство на АЕЦ „Козлодуй“.



Наблюдаваната динамика в региона е напълно аналогична с развитието на пазарите в ЕС. Като цяло в общността, цените нарастват след второто тримесечие на годината. Между април и юни, за цените в Централна и Източна Европа ръстът е от 39 до 49 €/MWh⁵. Значително по-високи са цените в Гърция, които през юни достигат до 60 €/MWh⁶. На фона на това, на пазара „ден-напред“ съществува тревожна тенденция за

увеличаване на броя на ценовите пикове. За първата половина на годината, броят на случаите, в които цената е по-голяма от 60 €/MWh е 118, а от юли до края на периода⁷ – 415. Случаите, в които цената е над 80 €/MWh е съответно 26 и 246. Особено критично е в случаите, в които цената е равна и надминава 100 €/MWh е съответно 12 и 112.



В началото на октомври търговците на електрическа енергия сигнализираха за това, посочвайки, че причината е ограничаване на количествата, предлагани от големите производители: „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД. В началото на същия месец, КЕВР започна разследване на високите борсови цени. На 10 октомври търговията временно бе спряна ⁸.

Нашата оценка е, че съществува риск от злоупотреба с господстващо положение на пазара. Аргументите ни са:

1. Конкурентният пазар предполага цени, близки до пределната стойност на производителите. На пазарите на електрическа енергия, които са конкурентни и ликвидни, в повечето време това е така. За целта следва 1) участниците на пазара да бъдат достатъчно много на брой, 2) трябва да липсват бариери пред обмена и 3) да няма естествени монополи. Българският пазар обаче има ограничен брой основни участници. Те са „АЕЦ Козлодуй“, НЕК и „ТЕЦ Марица Изток 2“. От тях, по наша оценка, първият има сериозно ценово предимство (пределна себестойност около 10 лв./MWh).
2. Борсовите цени на електрическа енергия се характеризират с висока волатилност – практически най-високата на пазарите. Ценовите пикове са породени от два фактора: ниската еластичност на търсенето и неговата сезонност. Заедно с това се наблюдава връщане към средната стойност (mean reversion). Това предполага, че конкурентното поведение следва да оказва натиск върху цената обратно към пределната себестойност. Наблюдаваните високи цени обаче не са в периоди, в който има пик на потреблението. Например, на 1 октомври цените са над 100 €/MWh в целия период от 7 до 15 часа, на 22 същия месец – от 7 до 19.

Структурно, на българския пазар съществуват фактори, допускащи изкуствено ограничаване на конкуренцията. Дали това е фактически така трябва да докаже проверката на КЕВР.

Изводи:

- стартирането на пазара „в рамките на деня“ е напълно в рамките на нормалното – с увеличаващи се обеми на търговия и цени, които са близки, но не идентични до тези на пазара „ден-напред“;
- запазва се дългосрочната тенденция за задържане на ниски борсови цени на пазара „ден-напред“, породено от ниските производствени цени на АЕЦ;
- съществува риск от злоупотреба с господстващо положение на пазара, породен от структурата в сектора: малкият брой големи производители и ценовото доминиране на АЕЦ.



Анализ на перспективите пред проекта АЕЦ „Белене“

Перспективите за развитието на проектът „Белене“ се конкретизират след публикуваната кореспонденция между евродепутата Светослав Малинов и ЕК. В края на лятото той е поставил три въпроса:

1. *Ще се счита ли Решението на НС за търсене на нови възможности за изграждане на АЕЦ „Белене“ за съществена промяна, която изисква Европейската комисия да обсъди с новия инвеститор всички аспекти на проекта?*
2. *Ще изисква ли смяната на инвеститора ново становище от Европейската комисия*

до правителството на Република България?

3. Съществуват ли нови изисквания за изграждането на атомни електрически централи в ЕС, приети след аварията в АЕЦ Фукушима?

Кратките отговори на Комисията, които станаха известни на 22 октомври, са съответно:

1. [...] Възобновяването на проекта АЕЦ „Белене“ през 2018 г. представлява нов проект по смисъла на член 41 от Договора за Евратом⁹. Новите проекти, които отговарят на критериите, посочени в Регламент (Евратом) № 2587/1999 на Съвета, се съобщават на Комисията в рамките на сроковете, определени в член 42 от Договора за Евратом. След съобщаването и в съответствие с член 43 от Договора за Евратом Комисията уведомява за своето становище по проекта съответната държава членка, в случая Република България.
2. [...] Всички нови ядрени инсталации трябва да отговарят напълно на целта за ядрена безопасност, посочена в членове 8а—8в от изменената Директива за ядрена безопасност и проектът им трябва да бъде в съответствие с най-новите международни и европейски стандарти и насоки, които бяха преразгледани след аварията във Фукушима. Насоките на европейско равнище бяха преразгледани вследствие най-вече на основните препоръки на ЕС във връзка с резултатите от стрес тестовете, по-специално що се отнася до оценката на природните опасности, включително земетресения, наводнения и екстремни метеорологични условия .

Конкретните измерения, свързани с проекта „Белене“, са следните. Изискванията на Регламент (Евратом) № 2587/1999¹⁰ се отнасят и до дейности, свързани с изграждане на нови ядрени реактори (според приложение II към Договора за Евратом). Като такива трябва да се считат двата ядрени реактора, предвидени в проекта за АЕЦ „Белене“.

Сроковете за информиране на Комисията са не повече от три месеца преди сключването на първите договори с доставчиците или, ако работата се осъществява от предприятието с негови собствени средства – три месеца преди началото на работата (чл. 42 от Договора за Евратом)¹¹. Липсват експлицитни срокове за отговор от страна на Комисията. Тя съобщава становището си на заинтересованата държава-членка, след обсъждане на всички аспекти на инвестиционния проект (чл. 43).

Директива 2009/71/Евратом на Съвета за установяване на общностна рамка за ядрената безопасност на ядрените инсталации поставя общи изисквания към държавите членки за създаване на законова рамка за ядрена безопасност и регулаторен орган, за осигуряване на отговорност от страна на лицензираното предприятие, създаване на национална експертиза, публична информация и докладване на изпълнението обратно към ЕК.

Тези изисквания съществено се допълват от Директива 2014/87/Евратом на Съвета за изменение на Директива 2009/71/, след аварията във Фукушима и извършването на стрес-тестове на атомните електроцентрали в ЕС. Критично важните за проекта „Белене“ са:

- новите изисквания са валидни за всички нови мощности, за които се издава лицензия за първи път – както в случая с „Белене“ – след 14 август 2014 (Член 8а, т.2, а);
- задължението за свеждане до минимум на екстремните външни природни явления (Член 8б, т.1 , а).

В отговорът на ЕК се цитират публикацията на Международната агенция за атомна енергия „Безопасност на ядрените електроцентрали: проектиране — Стандарти за безопасност на МААЕ“¹² и Guidance Document Issue T: Natural Hazards Head Document¹³

на Западноевропейската асоциация за ядрено регулиране.

В първият се подчертава, че дизайнът на мощностите трябва да отчита въздействието на човешки и външни събития (стр. 22), в съответствие с изискванията на Стандартите за безопасност при оценка на площадките за ядрени инсталации¹⁴. Конкретно, трябва да се извърши задълбочен анализ на несигурността при оценка на наличието на сеизмични опасности (стр. 10 от Стандартите), като за силно активни терени той трябва да обхване исторически период от десетки хиляди години назад.

Точка 3.7 от стандартите изрично посочва, че при наличието на достоверни доказателства за наличие на геоложки процеси, които могат да засегнат сигурността на ядрената инсталация, трябва да бъде потърсена алтернативна площадка.

Насоките на Западноевропейската асоциация за ядрено регулиране включват идентифициране на потенциално засягащите площадката сеизмични рискове (Т 3.1 – 3.3). Това изисква да се предприемат систематични изследвания на историческите събития и вероятността за настъпване на рискови събития, които да минимизират несигурността за проекта „Белене“.

Накрая, отговорът на ЕК насочва към обобщените препоръки, направени след стрес-тестовите на атомните електроцентрали в ЕС¹⁵. Препоръка 2.1 се отнася до намаляване на разликите в националните подходи за оценка на сеизмичните рискове – включително в основния дизайн на проектите. Това означава, че всеки проект, включващ произведено по по-стари спецификации оборудване, трябва да преодолее разликите в дизайна с по-нови образци, за да достигне до „консистентност“ с останалите проекти (стр. 2).

Изводи:

- Министър Петкова и авторите на доклада за АЕЦ „Белене“ от БАН заблуждаваха обществото повече от година, че проектът *„има изградена инфраструктура и необходими разрешителни“*¹⁶, и *„извършените дейности [...] като лицензиране на площадката, ОВОС, изготвен проект и разрешение за строителство, го поставят в позицията на изпреварващ с 5 до 8 години проекти в начална фаза в региона“*¹⁷;
- Потвърждава се очакването на редица независими експерти, включително и нашето, че това е един нов проект, който трябва да отговаря на завишените изисквания за ядрена безопасност след аварията във Фукушима;
- Стандартите за безопасност, с които един бъдещ пазарен инвеститор трябва да се съобрази, съдържат оценка на алтернативни площадки. Защитниците на проекта трябва да са готови да обосноват избора на площадката „Белене“ в известен сеизмичен район и да оценят асоциираните с това завишени рискове и цена на проекта;
- Избраната площадка в сеизмичен район, необходимостта от ново одобрение от страна ЕК и недобросъвестното отношение на публичната власт и защитниците на проекта са източници на рискове за всеки пазарен инвеститор. Пазарната реализация на този проект в момента изглежда най-малко вероятна откакто това правителство предприе действия за рестартирането му в началото на мандата си.



Заклучение и прогнози относно рисковите събития

Нараства вероятността за провал на проекта „Белене“ и настъпване на основните рискови събития, свързани с него, систематизирани в предишния периодичен доклад¹⁸:

1. Финансова несъстоятелност на НЕК, чиито задължения по проекта възлизат на 2.992 млрд. лв.¹⁹.
2. Тотална загуба на активите по проекта. Анализът на мощностите демонстрира отново, че липсва необходимост от изграждането на нова базова централи поне за следващите 10 години.
3. Изкуствено повишаване на цените на електроенергията. Нашата оценка в предишния доклад бе, че добавката „Белене“ към цената би била в размер на 16.7 €/MWh.

Запазва се и се засилва общото състояние на нестабилност в сектора (систематизирани отново в предишния доклад), което се детерминира от политически фактори:

Таблица 1

	Риск	Източници	Последици
1	От необосновани стратегически инвестиционни решения.	Държавната собственост в енергетиката и механизмите, гарантиращи държавна/политическа намеса.	Създаване на дисбаланси в сектора; увеличаване на задлъжнялостта на дружествата; изкривяване на пазара.
2	От влошаване на финансовото състояние на НЕК и на държавните дружества в състава на БЕХ.	Забавената либерализация; взетите политически решения за изграждането големи проекти и създадените в годините пазарни дисбаланси.	Създаване на дисбаланс между приходите и разходите в сектора; нарастване на задлъжнялостта; фалити.
3	От забавяне на процеса на либерализация.	Доминиращо положение на държавните дружества, имащи около 60% дял от брутното производство.	Нарушена ефикасност на пазарите; политическа намеса, създаване на дисбаланси в сектора.

Новото събитие е поведението на цените на пазара „ден-напред“ на енергийната борса, което може да бъде пряк резултат от доминиращото положение на държавните дружества и като следствие от това – намалената пазарна ефикасност.

Добре е отново да се подчертае следното: Енергийният сектор е обект на постоянна опортюнистична политическа намеса, датираща още от края на 2002, когато Министерски съвет взе предишното решение за възобновяване на работата по АЕЦ „Белене“. Това доведе до липсата на действаща енергийна стратегия, отговорно и отчетно управление, целящо създаване на прозрачен, недискриминиращ пазар. При видимите проблеми с върховенството на закона и слабите политически институции, нашата прогноза е, че това състояние ще се запази.

Свидетелства за това са действията на правителството по проекта „Белене“, събитията, свързани с „ТЕЦ Варна“, сделката за „ЧЕЗ България“, декапитализацията на държавните енергийни дружества, но също и състоянието на пазара на течни горива, липсата на диверсификация на пазара на природен газ. Нито проблемите в електроенергетиката, нито тези, свързани с пазарното доминиране на „Лукойл“ и „Газпром“ не намериха решение през годините. При сегашното институционално състояние, перспективата е в близко бъдеще това състояние на нещата да се запази.

Бележки

- ¹ <http://news.bnt.bg/bg/a/akhmed-dogan-kupi-70-ot-tets-varna>
- ² <http://eso.bg/?did=147>
- ³ http://www.dker.bg/uploads/_CGCalendar/2018/plan-elprenos-2018-27.pdf
- ⁴ <http://www.eso.bg/fileObj.php?oid=703>
- ⁵ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q2_2018.pdf
- ⁶ След юни не са публикувани месечни бюлетини за пазара в Гърция.
- ⁷ Данните, използвани в доклада са до 25 ноември 2018
- ⁸ <http://www.ibex.bg/bg/%D0%B8%D0%B7%D0%B2%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%B8%D1%8F/%D1%81%D1%8A%D0%BE%D0%B1%D1%89%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D1%8F/%D0%B8%D0%B0%D0%B7%D0%B0%D1%80-%D0%B2-%D1%80%D0%B0%D0%BC%D0%BA%D0%B8%D1%82%D0%B5-%D0%BD%D0%B0-%D0%B4%D0%B5%D0%BD%D1%8F-%D1%89%D0%B5-%D0%B1%D1%8A%D0%B4%D0%B5-%D0%B2%D1%80%D0%B5%D0%BC%D0%B5-%D0%BD%D0%BD%D0%BE-%D0%BD%D0%B5%D0%B4%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%8A%D0%BF%D0%B5%D0%BD.html>
- ⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/?uri=CELEX:12012A/TXT>
- ¹⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/?uri=CELEX%3A31999R2587>
- ¹¹ Съветът на ЕС може, по предложение на Комисията, да изменя този срок.
- ¹² <https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1715web-46541668.pdf>
- ¹³ http://www.wenra.org/media/filer_public/2015/04/23/wenra-rhwg_t1_guidance_on_issue_t_head_document_2015-04-21.pdf
- ¹⁴ <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1709web-84170892.pdf>
- ¹⁵ http://www.ensreg.eu/sites/default/files/Compilation%20of%20Recommendationsl_0.pdf
- ¹⁶ <https://www.me.government.bg/bg/interviews-type-detail-390-.html>
- ¹⁷ <http://www.bas.bg/IR2.pdf>

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД ЗА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, АПРИЛ 2019

гл. ас. д-р Виктор Аврамов



Този доклад прави сравнителен анализ на последиците за потребителите от повишаването на цената на природния газ. Предметът не се оценява положително или отрицателно, анализира се единствено с оглед да се установят възможните варианти на последиците.

При изготвянето на доклада, безпристрастно и с респект към фактите, са взети всички мерки за осигуряване на обективна и точна информация. Данните, анализите и мненията са базирани на коректно посочените източници. Анализът и прогнозите не изразяват политически пристрастия; не третират предмета на анализа положително или отрицателно; не дават аргументи за ползата или за вредата от Несигурността; третират я единствено от гледна точка на опитите за управление на рисковете.

Авторите не носят пряка или косвена отговорност за информация и материали, изхождащи от други източници и за неточно, непълно и превратно използване на информацията, представена в доклада. Без тяхното изрично писмено съгласие съдържанието на доклада не може да бъде променяно, преработвано, приспособявано, допълвано или от него да се изработват производни материали. Може да се цитира само за административни, изследователски и учебни цели – докладът не е част от публичния дебат.

За нанесените вреди се носи съответната имуществена отговорност.

RAM© 2019. Всички права запазени



Резюме

Европа продължава да диверсифицира доставките си с увеличаване на дела на втечнения природен газ. В сравнение с нея, политиката на България изглежда изоставаща и обърната към запазване на монополното статукво на Газпром.

Под въздействие на доминиращото положение на руската компания и нейната ценова политика, газовият пазар в страната е изолиран и стагниращ. Липсват факторите, детерминиращи динамиката на един развит пазар: потребление на домакинствата, доставки на втечен газ и производство на електричество от природен газ.

Вместо да се фокусира върху това, газовото дружество „Булгартрангаз“ ЕАД се впусна да реализира в максимално кратки срокове продължението на „Турски поток“ през България. Този проект носи значителни финансови рискове, не допринася за развитието на пазарите в региона и увеличава зависимостта на страната от политиката на доставки на руския монополист.



Рисков контекст

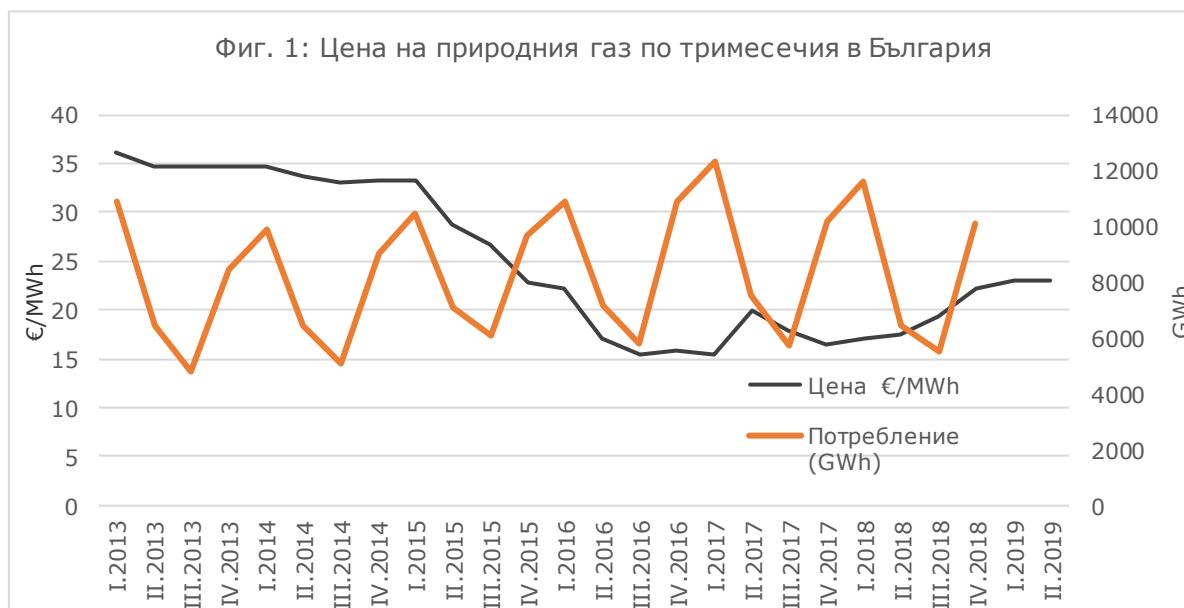
Основните рискови фактори в началото на 2019 са същите, както година по-рано. Това са политически мотивираните инфраструктурни проекти на Газпром: „Северен поток-2“ и „Турски поток“. В края на декември 2018 „Булгартрангаз“ ЕАД обяви обществена поръчка за продължението на трасето на „Турски поток“ през България. Това стана въпреки липсата на гарантирано към момента търсене и въпреки липсата на сигурност, че този газ ще минава през България. През април стана известно, че цената на тази поръчка за България ще бъде около €1.102 млрд. или 2.155 млрд. лв.¹ и негов изпълнител ще бъде Обединение „Консорциум Аркад“ от Саудитска Арабия².

Тенденцията за умерено нарастване на цената на природния газ след първото тримесечие на 2017 продължава. Цената в България за първото тримесечие на 2019 се увеличи с 3.51%, а за второто – с 0.83%. За първия период, това нарастване се дължи на цените на алтернативните горива и на курса на долара спрямо лева³. За втория се дължи само на обезценяването на лева спрямо долара⁴. На фона на това, потреблението остава същото или дори спада.



Динамика на цените и потреблението в България и ЕС

Сравнението на тенденциите на пазара в България и ЕС демонстрират стагнирането и изолираността на българския пазар. Фиг. 1 визуализира динамиката на цената на природния газ и на потреблението му в България. Потреблението е по-ниско с 3.4% за третото и с 1.1% за четвъртото тримесечие. В рамките на отоплителния сезон данните на Евростат показват нарастване на отоплителните ден-градуси за ноември и декември: с 6% и 25%. Това би следвало да причинява нарастване на потреблението на газ за отопление, но данните не го потвърждават.



Потреблението в ЕС намалява с около 5% за третото и 3% за четвъртото тримесечие на 2018 – въпреки увеличеното производство на електрическа енергия от природен газ. Основен фактор за това, според пазарните доклади на ЕК за газовия сектор, е по-меката зима и по-ниското потребление за отопление на домакинствата. Средно за ЕС, данните на Евростат показват намаляване на отоплителните ден градуси със 7% и с 2% в края на 2018.

Сходната динамика на намаляващото потребление има съвсем различно обяснение. Използвайки данните от енергийните баланси, се вижда че делът на домакинствата в крайното потребление на природен газ за енергийни нужди в ЕС е 41.1%, докато в България е десет пъти по-малък – 4.2%. Данните са за 2017. Тази разлика от 10 пъти категорично не допуска директното сравняване на динамиката на потреблението.

Обръщайки се към цените, за третото и четвърто тримесечие на 2018, цената на природния газ в България е 19.3 €/MWh и 22.12 €/MWh. Средната цената на холандската борса TTF за същите периоди е средно 26 €/MWh и 24.7 €/MWh.

Като цяло, през третото тримесечие на миналата година, средните борсови цени в Европа са високи, достигайки 27-29 €/MWh през септември, което е ръст от 50-60% спрямо същия период на 2017. Причина за това нарастване на цените в ЕС е покачването на цените на петрола, въглищата и въглеродните емисии. След това цените на природния газ спадат до 22 – 24 €/MWh към края на годината⁵.

През първото и второто тримесечие на 2019 (КЕВР определя цените за второто тримесечие) цената за България, е съответно 22.9 и 23.09 €/MWh. Към края на миналата година, цената на борсата TTF е средно 23.8 €/MWh. През март тя намалява до под 15 €/MWh, в началото на април нараства до 16 – 17 €/MWh и се стабилизира около 14.5 €/MWh. Сходна е тенденцията и на другите европейски хъбове. В CEGH тези цени са с около 1 €/MWh по-високи. Основните фактори за това са: 1) намаляването на цените на петрола и въглищата и 2) нарастването на вноса на втечен газ⁶.

Директното сравнение на нивата на цените на едро за третото и четвъртото тримесечие на миналата година показва, че българските до тогава продължават да бъдат конкурентни. Към настоящият момент това вече не е така. Цената на

TTF към 1 май е 14.3 €/MWh, на скандинавската ETF е 13.3€/MWh, на CEGH – 16.9 €/MWh. У нас цената е както е посочено по-горе 23.09 €/MWh. Това влошава конкурентоспособността на българската икономика и пречатства газифицирането на домакинствата.

Съществува още една фундаментална разлика между газовите пазари в ЕС и пазара у нас, обясняваща тази разлика. Основен пазарен фактор, който влияе върху цените в ЕС е наличието на доставки на втечен природен газ в ЕС. На него, заедно с вариациите на търсенето, се дължи волатилността на борсовите цени на природния газ в Европа. За последното тримесечие на 2018 ръстът на доставките на втечен газ е 59% спрямо същия период на 2017. Основен дял имат доставките от Катар 22%, които обаче бележат спад с близо 20% спрямо предходното тримесечие, Русия – 17%, Нигерия – 14% и САЩ – 12%. Ръстът на дела на САЩ – от 3% на 12% е основната причина за намаляването на катарския дял.

Капацитетът на САЩ за втечняване нарасна с почти 40% за изминалата година – от 28 на 39 млрд. куб. м. и се предвижда да надхвърли 100 млрд. куб.м към 2021. Може да се твърди, че сегашната американска администрация силно налага диверсификацията на доставките в ЕС на втечен газ⁷. Ръстът на руския дял не следва изцяло да бъде обяснен с развиването на този сегмент на пазара. Така, един от отговорите на Русия, освен развитието на конвенционалната преносна инфраструктура, е нарастване на нейните доставки на втечен газ – от 3% на 17%.

Цените на втечения газ на спот пазарите в Холандия към края на 2018 са около 25 €/MWh, в Испания – около 27 €/MWh. Може да се каже, че като цяло, те са с около 1 – 2 €/MWh по-високи от борсовите цени на конвенционално доставения газ⁸. Това говори, че тяхната конкурентност нараства. Дори в Япония, където тези цени са традиционно значително по-високи от тези в ЕС, те към края на миналата година са около 30 – 31 €/MWh.

На базата на горното, може да се твърди и следното: ниските цени на природния газ за България до края на 2018 не са подпомагали развитието на пазара, защото не стимулират развитието на конкурентни доставки, включително на втечен газ. Политиката и пазарното поведение на Газпром цели стратегическо възпиране на навлизане на конкурентни доставчици. Стремешът е да запази позицията си на един заварен доставчик с господстващо положение на пазара.

Изводи:

1. От страна на предлагането, цените и количествата на българския пазар изцяло зависят от политиката и сключените дългосрочни договори с Газпром. Сравнявайки с усреднените цени на регулатора, цените в България са конкурентни спрямо тези на газовите хъбове и по договорите с Газпром в ЕС до края на 2018. Българските цени на природния газ престават да са конкурентни от началото на 2019 до края на април 2019.
2. Липсват пазарните фактори от страна на търсенето, които влияят върху тенденцията на потреблението и цените в ЕС: развитото битовото потребление, наличието на доставки на втечен газ и производство на електричество от природен газ.
3. И двете говорят за това, че българският пазар е изолиран и стагниращ, без да притежава характеристиките на търсенето и предлагането на развитите европейски пазари. Основните причини за това са Газпром – монополния

външен и „Булгаргаз“ ЕАД – монополния вътрешен доставчик на природния газ в България.



Сделката на ЕС за „Северен поток-2“

През февруари ЕК постигна компромис за промени в Директивата за общите правила за вътрешния пазар на природен газ (2009/73/ЕС)⁹. От една страна, юрисдикцията на ЕС се разширява върху инфраструктури от трети страни, преминаващи през териториалните води на държавите членки. В случая със „Северен поток-2“, това е Германия. Така по принцип би следвало изискванията на Третия либерализационен пакет да се отнасят и до такива проекти.

В същото време, държавите членки, в които се намират първите входни точки на новите тръбопроводи, могат да изискат дерогация от новите правила при условие, че тя не нарушава конкуренцията в ЕС¹⁰. Практически, компромисът се отнася до запазване на ролята на Германия за търсене на изключение от изискванията за предоставяне на капацитет на трети страни.

В момента основната заплаха за реализацията на „Северен поток-2“ произтича от необходимостта енергийния регулатор на Дания да одобри трасето през Балтийско море. Предложените маршрути са три, от които първото е предложено през 2017 и преминава през датските териториални води, второто – в 2018, а третото – през тази година, като и двете преминават през датската икономическа зона ¹¹. Датското законодателство допуска първото трасе да бъде забранено изобщо и няма ограничение във времето, в което второто или третото да бъдат одобрени.

Може да се направи следният извод. Европейския политически процес, базиран на правенето на компромиси, не може напълно да ограничи интересите за пазарна доминация на руските газови интереси. Единствено, би следвало да се очаква, че нарушаването на вече прието законодателство ще бъде преследвано от ЕК – така, както бе направено с разследването на ЕК за злоупотреба с господстващо положение на Газпром.

Повтаряйки заключенията от предишния доклад, с изграждането на „Северен поток-2“ транзитът през Украйна и Полша може да бъде минимизиран, може да бъде намалена ролята на транзитни държави като Румъния и България. Като цяло ще нараства рискът от повсеместно пазарно доминиране на Газпром в ЕС.



Изграждането на продължението на „Турски поток“ през България

Изграждането на продължението на „Турски поток“ се диктува от интереса на „Газпром“ за запазване на пазарната доминация в ЕС. Руските политически и икономически (предвид силно нарасналите такси за пренос през Украйна) цели са заобикаляне на Украйна, Румъния и България за транзита на доставките на природен газ за Турция. Няма гаранция, че досегашните български интереси от такси за пренос на този газ за Турция ще бъдат компенсирани с транзит на газ от „Турски поток“ през

България за Югоизточна и Централна Европа.

Продължението на „Турски поток“ през България не е част от дългосрочната стратегия за развитие на газопреносната мрежа на нашата страна и, естествено, не е планирано в 10 годишната стратегия за развитието на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2018¹², нито в предишните годишни планове. В плана от 2019 вече съществува планирана инвестиция в размер на 550 млн. лв. за периода 2018-2021¹³, като тази сума трябва да съответства на намерението на компанията да изтегли кредит, т.е. да изплати разсрочено цялата сума на този проект.

Съществува финансов риск от реализацията на този проект. Данните от счетоводните отчети на „Булгартрансгаз“ ЕАД^{14,15} показват следното. Приходите от транзитен пренос до Гърция, Турция и Македония са 207 млн. лв. за 2017 и 203 млн. лв. за 2018. Технологичните разходи за това са 61 млн. лв. за 2017 и 66 млн. лв. за 2018. Пренесените количества са съответно 16.4 млрд. куб. м. за 2017 и 14.3 млрд. куб.м. за 2018. Може да се направи оценката, че транзитния пренос на 1000 куб м. газ носи приходи на компанията в размер на 12-14 лв. и печалба от порядъка на 9-10 лв.

Втората тръба на „Турски поток“, предназначена за Европа има капацитет от 15.75 млрд. куб.м. годишно. Нека допуснем, че нейния капацитет бъде запълнен 100%, което досега никак не е потвърдено. При транзит на този газ през България, приходите биха били в размер на 200 – 223 млн. лв. годишно, а печалбата: 140 – 158 млн. лв. Изплащането на инвестицията по строителството на сухоземната част (2.155 млрд. лв.) е възможно след 14-тата или 15-тата година от стартирането на експлоатацията. Ако оценката на общите разходи за проекта – 2.8 млрд. лв. е вярна, то изплащането му ще стане за между 18 и 20 години. При ограничаване на търсенето, или намаляване на цената за пренос, тези срокове със сигурност ще нараснат.

Така или иначе и към момента, тази възвръщаемост на българската инвестиция е недопустима за един пазарен инфраструктурен проект. Скъпата инвестиция в продължението на „Турски поток“, поставя „Булгартрансгаз“ ЕАД и България изцяло в зависимост от Газпром и нейната стратегия за доставки в региона и в ЕС. Възвръщаемостта на направените инвестиции ще зависи напълно от нея.

Опасността от загубата на между 140 – 150 млн. лв. печалба годишно не може да се сравни с риска от една инвестиция в размер от 2.8 млрд. лв. Този риск следва да се постави в перспектива. Рисувайки правенето на такива разходи, държавното газово дружество увеличава общата задлъжнялост на Българския енергиен холдинг, чиято дългосрочна задлъжнялост е за поне 2.2 млрд. лв.¹⁶ Тези пасиви изцяло се дължат на държавната политика (изграждането на „АЕЦ Белене“) и лошото управление на държавните енергийни дружества, пример за което е ТЕЦ „Марица изток-2“. Към тях се добавя политическото решение за изграждане на продължение на „Турски поток“ през българска територия.



Оценка и прогноза за рисковете за газовия пазар

Действията на държавната „Булгартрансгаз“ ЕАД изцяло реализират интереса на Газпром и Русия за диверсификация на трасетата на доставка към Европа, запазване на доминиращото положение на доставчик и запазване на възможностите Москва да блокира конкурентния внос в България на втечен газ от Гърция през

Александруполис и да саботира бизнес плана на новия газопровод ICGB.

За турската страна, този проект елиминира необходимостта от транзит през Украйна, Румъния и България и създава реална предпоставка за максимизиране на ролята на страната като регионален енергиен център, със съществена роля за пазара на ЕС¹⁷.

За България, преноса на 15.75 млрд. куб.м. през Турция ще намали конкурентността на газовите доставки по южното направление. Ще се засили изолираността на българския пазар. При ниските цени, поддържани от руския монополист, привлекателността на алтернативни доставки – основно на втечен газ от Катар и САЩ – ще бъде минимизирана. Турция може да провали плановите на българското правителство за изграждане на газов хъб и борса в региона.

Съществува значителен финансов риск за изграждането на този проект. Поемайки го, държавната компания „Булгартрансгаз“ ЕАД се поставя в зависимост от руската компания Газпром и нейните решения за прехвърляне на капацитет от север на юг към югоизток – северозапад.

Интересите на България винаги са били насочени към максимално бърза диверсификация на трасетата за доставка, завършване на междусистемните газови връзки и развитие на вътрешния пазар и особено на битовото потребление. Бързите действия по строителството на продължението на „Турски поток“ през България демонстрират, че тези естествени български цели са поставени вече на второ място след реализиране на интересите на руската компания.

Мерките за въздействие върху рисковете за България са идентични с тези от предишния доклад и се ограничават до максимизиране на пазарната свързаност. Междусистемната газова връзка България – Сърбия следва да бъде завършена до 2022, при изпълнение на ангажиментите на министъра на енергетиката строителството по този проект да стартира в средата на 2019. Предстои най-сетне да започне строителството на връзката с Гърция.

Вероятно ефектите от тези мерки ще бъдат ограничени. Първо, това е така защото основният източник на риск са политически решения, видимата страна на които са бързите действия на „Булгартрансгаз“ ЕАД за реализация на газовите интереси на Русия. Второ, наличието на инфраструктура не детерминира самостоятелно наличието на конкуренция. Доставките по алтернативни трасета зависят от ценовите предимства, които те носят. Политиката на ниски цени на Газпром в България практически не допуска това. Поведението на руската компания в страната е поведение на пазарен монополист, който възпира навлизането на конкурентни пазарни участници.

Бележки

- ¹ http://tenders.bulgartransgaz.bg/bg/competitions/izgrajdane_na_obekt_razshirenje_na_gazoprenosnata_infrastruktura_na_bulgartransgaz_ead_paralelno_n-424-c1-2.html
- ² https://www.bulgartransgaz.bg/bg/news/_bulgartransgaz_ead_finalizira_usheshno_obshtestvenata_porachka_za_izbor_na_izpalnitel_za_dostavka_na_n-461-c15.html
- ³ http://www.dker.bg/uploads/reshenia/2018/res_c-19_18.pdf
- ⁴ <http://www.dker.bg/uploads/reshenia/2019/res-c10-2019.pdf>
- ⁵ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q3_2018.pdf
- ⁶ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q3_2018.pdf
- ⁷ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-1531_en.htm
- ⁸ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/quarterly_report_on_european_gas_markets_q4_2018.pdf
- ⁹ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-1069_en.htm
- ¹⁰ <http://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20190212IPR25908/eu-gas-market-new-rules-agreed-will-also-cover-gas-pipelines-entering-the-eu>
- ¹¹ <https://www.reuters.com/article/us-gazprom-nordstream-2-denmark/nord-stream-2-says-denmark-tries-to-delay-pipeline-as-it-seeks-third-route-option-idUSKCN1RR15F>
- ¹² https://www.bulgartransgaz.bg/files/useruploads/files/amd/tyndp%202017/TYNDP_2018%20-%202027.pdf
- ¹³ <https://www.bulgartransgaz.bg/files/useruploads/files/amd/NDP%2019/TYNDP.pdf>
- ¹⁴ https://www.bulgartransgaz.bg/files/useruploads/files/financial_reports/GFO_Doklad_Deinost_Nefinansova_Dek_2017.pdf
- ¹⁵ https://www.bgenh.com/storage/app/public/uploads/files/finans/2018/31.12/FS_individual_BTG_2018_BG.pdf
- ¹⁶ Това е максимално консервативна оценка, защото тази сума включва единствено двата облигационни заема, сключени през 2016 и в края на 2018.
- ¹⁷ ЦАУР, Междинен доклад за природния газ, април 2018